Environnement Canada Environment Canada

Institut national de recherche en hydrologie

RAPPORT N° 38 DE L'INRH
ÉTUDE N° 154, COLLECTION DES RAPPORTS TECHNIQUES DE LA DGEI

Utilisation de l'eau dans l'industrie houillère et son influence sur l'eau souterraine dans l'Ouest du Canada

W.B. Barrie et C.H. Carr

INSTITUT NATIONAL DE RECHERCHE EN HYDROLOGIE
DIRECTION GÉNÉRALE DES EAUX INTÉRIEURES
SASKATOON (SASKATCHEWAN)
et
DIRECTION DES PROGRAMMES INDUSTRIELS
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT
OTTAWA, CANADA, 1988

(Available in English on request)

INRH

88-03684/

Environnement Canada Environment Canada

Institut national de recherche en hydrologie

RAPPORT N° 38 DE L'INRH

ÉTUDE N° 154, COLLECTION DES RAPPORTS TECHNIQUES DE LA DGEI

Utilisation de l'eau dans l'industrie houillère et son influence sur l'eau souterraine dans l'Ouest du Canada

W.B. Barrie et C.H. Carr

Ce rapport a été rédigé dans le cadre d'un contrat accordé par l'Institut national de recherche en hydrologie et le Service de protection de l'environnement d'Environnement Canada. Il a été subventionné par le Bureau de la recherche et du développement énergétiques (Énergie, Mines et Ressources Canada)/Séminaire sur la recherche et le développement énergétiques dans le Document nº 24201 intitulé «Critères de protection de l'environnement pour l'exploitation et le traitement du charbon». La partie A a été rédigée par W.B. Barrie and Associates et la Direction des programmes industriels, Protection de l'environnement, Environnement Canada. La partie B a été rédigée par W.B. Barrie et C.H. Carr.

INSTITUT NATIONAL DE RECHERCHE EN HYDROLOGIE
DIRECTION GÉNÉRALE DES EAUX INTÉRIEURES
SASKATOON (SASKATCHEWAN)
et
DIRECTION DES PROGRAMMES INDUSTRIELS
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT
OTTAWA, CANADA, 1988

(Available in English on request)

INRH

Publié avec l'autorisation
du ministre de l'Environnement

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

N° de cat. En 36-503/154F

ISBN 0-662-94782-7

Table des matières

	Page
RESUME	iv
ABSTRACT	vi
SOMMAIRE ANALYTIQUE	viii
PARTIE A. UTILISATION DE L'EAU: SITUATION ACTUELLE ET PREVISIONS	1
PARTIE B. INFLUENCE SUR LES EAUX SOUTERRAINES	73
ANNEXE A. Géologie et hydrogéologie	113
ANNEXE B. Stratigraphie de l'Ouest du Canada	125
ANNEXE C. Section transversale stratigraphique de l'Ouest du Canada	129

Résumé

La production houillère au Canada a augmenté considérablement depuis 1970. Même si la croissance a ralenti de façon imprévue au début des années 1980, la plupart des experts estiment que la production aura doublé en l'an 2000. En 1985, environ 90 % de toute la production de charbon de chaufferie et de charbon à coke (60.5 millions de tonnes) provenaient de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan. On croit que la prépondérance de l'Ouest du Canada pour l'ensemble de la production houillère se poursuivra jusqu'en l'an 2000.

On utilise de grandes quantités d'eau dans l'extraction et la préparation de la houille. A cet égard, les incidences environnementales et économiques de l'expansion de l'industrie houillère dans l'Ouest du Canada ont soulevé des inquiétudes. Ce rapport présente les résultats de deux études qui examinent l'approvisionnement et la demande en eau dans l'Ouest du Canada. Le but de ces études est d'aider à élaborer des critères ou des techniques de protection environnementale qui empêcheront la perturbation des réseaux d'eau souterraine de l'Ouest du Canada par les installations de préparation et d'extraction houillères, nouvelles ou en voie d'expansion.

La première étude évalue la demande en eau actuelle et future en fonction des activités de préparation et d'extraction houillères dans l'Ouest du Canada. Elle analyse les problèmes réels ou éventuels relatifs à l'approvisionnement en eau, qui surgissent dans l'utilisation de l'eau par l'industrie houillère. L'évaluation des besoins en eau (minimum, maximum et moyenne probable) de l'industrie houillère pour l'année 1990 dépend des facteurs suivants : i) la demande houillère selon le type (charbon de chaufferie ou charbon à coke) et l'emplacement (province physiographique), ii) les besoins en eau actuels pour la préparation et l'extraction houillères selon le type de charbon iii) les besoins en eau des nouvelles techniques houillères comme la transformation houillère et les hydrocarboducs. Dans l'avenir, les demandes en eau de l'industrie houillère seront évaluées en fonction des demandes probables des autres secteurs de l'économie.

La deuxième étude détermine et évalue les ressources en eau souterraines des régions productrices de houille. Elle évalue aussi l'influence de la préparation et de l'extraction houillères sur les réseaux locaux et régionaux d'eau souterraine avant, pendant et après l'extraction.

En règle générale dans l'Ouest du Canada, la possibilité de répondre à la demande en eau, souterraine ou de surface, diminue d'ouest en est. La qualité de l'eau souterraine diminue également d'ouest en est, puisqu'on constate en Alberta et en Saskatchewan, la présence de certains problèmes précis comme la forte teneur de nitrate, de fer, de fluorure, de sulfure et de sodium. Les concentrations élevées de matières totales dissoutes constituent aussi un problème particulier en Saskatchewan.

Les travaux précédant l'extraction minière ont des répercussions sur la répartition et la qualité de l'eau souterraine en particulier dans les avant-monts et les montagnes de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Les répercussions durant l'extraction minière se font sentir dans toutes les

régions productrices de houille. Enfin, les répercussions qui surviennent après l'extraction se font vraisemblablement sentir dans les plaines de l'Alberta et de la Saskatchewan.

C'est dans les mines de la Colombie-Britannique et de l'Alberta qu'on utilise la plus grande quantité d'eau pour l'extraction et la préparation houillère. En effet, la majeure partie du charbon y est traitée par voie humide, à la mine même ou près de celle-ci. A la lumière du scénario de production houillère le plus probable pour l'année 1990, on évalue les demandes en eau dans chacune des régions comme suit : i) de 12.3 millions de mètres cubes en 1983 elles passeront à 28.8 millions en 1990 dans la région des avant-monts et des montagnes de la Colombie-Britannique et de l'Alberta; ii) de 0.15 million de mètres cubes en 1983 elles passeront à 2.1 millions en 1990 dans la région des plaines de l'Alberta; iii) de 0.1 million de mètres cubes en 1983 elles passeront à 0.08 million de mètres cubes en 1990 dans la région des plaines de la Saskatchewan.

Il est clair qu'il existe dans les régions des plaines de l'Alberta et de la Saskatchewan des problèmes réels et éventuels relatifs à l'approvisionnement en eau. L'exploitation houillère actuelle et future se trouve dans des bassins qui manquent d'eau ou qui connaissent des demandes accumulées et risquent de manquer d'eau vers l'an 2000.

Abstract

Coal production in Canada has increased dramatically since 1970, and although growth slowed unexpectedly during the early 1980s, most experts estimate that production will increase twofold by the year 2000. Approximately 90% of the total Canadian thermal and metallurgical coal production in 1985 (60.5 million tonnes) came from British Columbia, Alberta and Saskatchewan; it is anticipated that the domination of Western Canada in total coal production will continue to the year 2000.

Water is required in large quantities for the mining and preparation of coal, and concerns have been raised over the environmental and economic implications of coal industry expansion in Western Canada. This report presents the findings of two studies which examine water supply and demand in Western Canada; these studies were initiated to assist in the development of environmental protection criteria and/or technologies to ensure that Western Canadian ground-water systems will not be adversely affected by new or expanding coal mining and preparation facilities.

The first study assesses water demands for present and planned coal mining and preparation activities in Western Canada and identities existing and potential water supply problems due to water use by the coal industry. Minimum, maximum and most probable water quantity requirements of the coal industry of the year 1990 are forecast based on (i) coal demand by type (thermal or metallurgical) and location (physiographic province), (ii) current water requirements for coal mining and preparation by coal type, and (iii) water requirements for new coal technologies such as coal conversion and coal slurry pipelines. The future water requirements of the coal industry are assessed in relation to the probable demands that would be generated by other sectors of the economy.

The second study identifies and appraises the ground-water resources of the coal-producing regions and assesses the influence of coal mining and preparation on local and regional ground-water systems before, during and after mining.

In general, the ability of surface and ground-water resources to meet water demands decreases from west to east in Western Canada. Ground-water quality also tends to decrease from west to east, with a number of specific problems occurring in Alberta and Saskatchewan such as high levels of nitrate, iron, fluoride, sulphide and sodium; high concentrations of total dissolved solids are a particular problem in Saskatchewan.

Pre-mining impacts on the distribution and quality of ground water are most evident in the foothills and mountains of British Columbia and Alberta; impacts during mining are evident throughout all the coal producing regions and post-mining impacts are most likely to be problematic in the plains regions of Alberta and Saskatchewan.

Water use for coal mining and preparation is the greatest at mines in British Columbia and Alberta where most of the coal is wet-processed at or

near the mine site. Using the most probable coal production scenario for the year 1990, water demands are expected to increase in each region as follows: (i) 12.3 million cubic metres in 1983 to 28.8 million in 1990 for the foothills and mountains region of British Columbia and Alberta, (ii) 0.15 million cubic metres in 1983 to 2.1 million in 1990 for the Plains region of Alberta, and (iii) 0.1 million cubic metres in 1983 to 0.08 million cubic metres in 1990 in the Plains region of Saskatchewan.

There is evidence of existing and potential water supply problems in the Plains regions of Alberta and Saskatchewan; current and planned coal developments occur in basins that are water short or are experiencing pent-up demands and face potential water shortages by the year 2000.

Sommaire analytique

Ce sommaire présente les résultats de deux rapports. Ces rapports ont été commandés par la Direction générale des eaux intérieures et la Direction générale des programmes de la protection de l'environnement d'Environnement Canada dans le cadre d'une étude intitulée «Elaboration de critères de protection de l'environnement pour la conception et l'exploitation d'installations, nouvelles et en voie d'expansion, destinées à l'extraction et au traitement du charbon». Dans ce qui suit, on trouve la liste des objectifs de cette étude ainsi qu'une description de la région qui a fait l'objet de cette étude. Enfin on trouve un résumé analytique de chacun des rapports.

OBJECTIFS DE L'ETUDE

Partie A. Utilisation de l'eau: situation actuelle et prévisions

1. Examiner l'utilisation de l'eau par les mines et les usines de préparation du charbon dans l'Ouest du Canada et estimer les besoins actuels en eau par tonne de charbon produit.

2. Estimer la demande de charbon de chaufferie et à coke produit dans l'Ouest du Canada pour 1990.

3. Prévoir les besoins en eau de l'industrie houillère de l'Ouest du Canada pour 1990, à l'aide des scénarios de production faible, moyenne et élevée.

4. Etudier les chances de l'implantation de nouvelles technologies houillères dans l'Ouest du Canada en 1990 et estimer les besoins en eau.

5. Déterminer les problèmes d'approvisionnement en eau, actuels et potentiels, dans l'Ouest du Canada en raison de l'utilisation de l'eau par l'industrie houillère.

Partie B. Influence sur les eaux souterraines

1. Décrire les caractéristiques générales des milieux hydrogéologiques dans les régions des installations houillères actuelles et potentielles dans l'Ouest du Canada.

2. Evaluer l'influence de l'extraction et de la préparation du charbon sur les réseaux locaux et régionaux d'eaux souterraines avant, pendant et après l'exploitation.

REGION ETUDIEE

Cette étude s'intéresse à l'exploitation houillère uniquement. Pour les besoins de cette étude, l'Ouest du Canada a été divisé selon les régions productrices de charbon suivantes :

1) Montagnes Rocheuses de la Colombie-Britannique et montagnes et avant-monts de l'Alberta
2) Plaines de l'Alberta
3) Plaines de la Saskatchewan et du Manitoba.

PARTIE A. UTILISATION DE L'EAU : SITUATION ACTUELLE ET PREVISIONS

1. Principales utilisations de l'eau dans l'industrie houillère

Une mine utilise surtout l'eau pour la préparation du charbon, la suppression de la poussière, l'entretien de l'équipement et les services sanitaires. La quantité d'eau requise dépend de la nature et du degré de préparation du charbon, de la forme d'extraction, à ciel ouvert ou souterraine, et du nombre d'activités auxiliaires.

Préparation du charbon

La préparation par voie humide du charbon de chaufferie et à coke dans la région 1 nécessite des quantités importantes d'eau; le charbon de chaufferie des régions 2 et 3 est traité à sec par broyage et criblage, sans utilisation d'eau.

Suppression de la poussière

Nous connaissons peu de chose sur l'utilisation de l'eau ou des autres agents pour la suppression de la poussière dans les mines de charbon de l'Ouest du Canada. L'exploitation de mines par excavateurs, dans les régions 2 et 3, perturbe des superficies beaucoup plus grandes que l'exploitation de mines à ciel ouvert, dans la région 1, et nécessite de plus grandes quantités d'eau pour la suppression de la poussière. Selon les estimations, la suppression de la poussière des mines exploitées par excavateurs, en Saskatchewan, consomme 90 % de tous les prélèvements d'eau annuels.

Services sanitaires et entretien de l'équipement

Toutes les mines ont besoin d'eau pour les services sanitaires et l'entretien de l'équipement; les quantités requises sont différentes pour chaque mine, selon l'importance et le calendrier de travail de la main-d'oeuvre et le type et la quantité d'équipements utilisés. Pour l'entretien de l'équipement d'une mine à ciel ouvert située dans le sud-est de la Colombie-Britannique (région 1), il faut environ 4 % du prélèvement annuel total d'eau. Un chiffre théorique de 320 L d'eau par jour, par employé, est prévu pour les services sanitaires.

2. Production houillère et utilisation d'eau actuelles (1983)

Region 1

Il existe trois principales zones de production houillère dans la région 1 qui compte 14 mines en exploitation et 13 usines de préparation par voie humide. Environ 6 millions de tonnes de charbon de chaufferie et 14 millions de tonnes de charbon à coke ont été produites en 1983. Tout le

charbon de chaufferie a été extrait à ciel ouvert; 89 % du charbon à coke ont été extraits à ciel ouvert et les autres 11 %, sous terre.

Selon les estimations, 12.3 millions de mètres cubes d'eau ont été utilisés pour extraire et préparer le charbon, dans la région, au cours de 1983. Cela représente environ 24 % de toute l'eau utilisée dans la région par tous les secteurs.

Voici comment l'eau a été utilisée dans les trois régions productrices :

a) Région de Wolverine dans le nord-est de la Colombie-Britannique : chaque tonne de charbon produit a exigé environ 0.4 m^3 d'eau, soit au total 136 000 m^3; la majeure partie de cette eau a été prise en surface.

b) Région de Yellowhead dans le centre-ouest de l'Alberta : chaque tonne de charbon produit a exigé de 0.33 à 1.85 m^3 d'eau, soit au total 5.1 millions de mètres cubes; des eaux souterraines et de surface ont été utilisées.

c) Région d'East Kootenay dans le sud-est de la Colombie-Britannique : chaque tonne de charbon produit a exigé de 0.06 à 0.8 m^3 d'eau, soit au total 7 millions de mètres cubes; des eaux souterraines et de surface ont été utilisées.

Région 2

Dans la région 2, il existe deux principales zones de production houillère qui comptent six mines en exploitation. Environ 14 millions de tonnes de charbon de chaufferie ont été produites pendant 1983 par excavateurs dans la région de Lake Wabamun, située à l'ouest d'Edmonton, et dans la région de Forestburg/Halkirk située au sud-est d'Edmonton.

Selon les estimations, chaque tonne de charbon produit a utilisé 0.01 m^3 d'eau, soit au total 144 300 m^3. Cela représente moins de 1 % de toute l'eau utilisée par tous les secteurs de la région au cours de 1983. L'eau a été prise surtout en surface. L'eau a été utilisée dans une proportion d'environ 90 % pour la suppression de la poussière.

Région 3

Il existe dans la région 3 deux principales zones de production houillère qui comptent six mines en exploitation. Environ 8 millions de tonnes de charbon de chaufferie ont été produites pendant 1983 par excavation dans la région d'Estevan au sud-est de la Saskatchewan et dans la région de Coronach dans le centre-sud de la Saskatchewan.

Selon les estimations, chaque tonne de charbon produit a utilisé 0.01 m^3 d'eau, soit au total 77 550 m^3. Cela représente moins de 1 % de toute l'eau utilisée par tous les secteurs dans la région en 1983. Dans la région d'Estevan, 90 % de l'eau ont été pris en surface et 10 % dans les aqueducs publics. La mine Poplar River de la région de Coronach a utilisé uniquement de l'eau souterraine. L'eau a été utilisée dans une proportion d'environ 90 % pour la suppression de la poussière.

3. Prévisions de la production houillère et de l'utilisation de l'eau

Les scénarios d'utilisation de l'eau en fonction d'une production houillère faible, moyenne et élevée pour chaque région pour 1990 sont résumés dans cette section. Les scénarios sont définis comme suit :

a) Scénario de production faible : estimation minimale du besoin en eau (meilleure situation)

b) Scénario de production moyenne : estimation la plus probable du besoin en eau

c) Scénario de production élevée : estimation maximale du besoin en eau (pire situation).

Région 1

Le *scénario de production faible* suppose qu'aucune mine ne sera créée dans la région 1 et que la production houillère augmentera à cause de l'expansion des installations actuelles. La production de charbon de chaufferie passera de 6 millions de tonnes en 1983 à 14 millions de tonnes en 1990; le charbon à coke passera de 14 à 18 millions de tonnes. Selon les estimations, l'utilisation de l'eau augmentera de 46 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 17.9 millions de mètres cubes.

Le *scénario de production moyenne* suppose qu'une nouvelle mine sera créée dans le nord-est de la Colombie-Britannique et que les installations actuelles connaîtront une plus grande expansion que ne l'indique le scénario de production faible. La production de charbon de chaufferie passera de 6 millions de tonnes en 1983 à 15 millions de tonnes en 1990; la production de charbon à coke passera de 14 à 20 millions de tonnes. Selon les estimations, l'utilisation de l'eau augmentera de 142 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 29.7 millions de mètres cubes, comprenant 10.5 millions de mètres cubes pour un hydrocarboduc.

Le *scénario de production élevée* suppose que de nombreuses nouvelles mines seront créées dans le nord-est et le sud-est de la Colombie-Britannique et dans la région de Yellowhead de l'Alberta et qu'en outre, la production des installations actuelles augmentera. La production du charbon de chaufferie passera de 6 millions de tonnes en 1983 à 45 millions de tonnes en 1990; le charbon à coke de 14 à 40 millions de tonnes. Selon les estimations, l'utilisation de l'eau augmentera de 393 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 60.8 millions de mètres cubes, comprenant 18.7 millions de mètres cubes pour l'hydrocarboduc.

Région 2

Le *scénario de production faible* suppose que deux nouvelles mines seront créées dans la région 2 et que la production des installations actuelles augmentera de 5.5 % chaque année, jusqu'en 1990. La production de charbon de chaufferie passera de 14 millions de tonnes en 1983 à 21 millions de tonnes en 1990. Selon les estimations, l'utilisation de l'eau augmentera de 46 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 210 500 m^3.

Le *scénario de production moyenne* suppose que quatre nouvelles mines seront créées dans la région et que la production des installations actuelles augmentera de 5.5 % chaque année, jusqu'en 1990. La production de charbon de chaufferie passera de 14 millions de tonnes en 1983 à 27 millions de tonnes en 1990. Le charbon de deux des nouvelles mines nécessitera une préparation par voie humide, ce qui entraînera une augmentation importante de l'utilisation de l'eau dans la région. Selon les estimations, l'augmentation sera de 1420 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 2.1 millions de mètres cubes.

Le *scénario de production élevée* suppose que de nombreuses nouvelles mines seront créées dans la région et que la production des installations actuelles augmentera de 5.5 % par année, jusqu'en 1990. La production de charbon de chaufferie passera de 14 millions de tonnes en 1983 à 47 millions de tonnes en 1990. Le charbon de cinq nouvelles mines de la région nécessitera une préparation par voie humide et l'utilisation de l'eau augmentera de façon importante. Selon les estimations, l'augmentation sera de 2820 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 4.2 millions de mètres cubes.

Région 3

Le *scénario de production faible* suppose qu'une nouvelle mine sera créée dans la région 3 et que la production des installations actuelles augmentera de 3 % chaque année, jusqu'en 1990. Selon les estimations, l'utilisation de l'eau augmentera de 23 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 95 300 m^3.

Le *scénario de production moyenne* suppose qu'une nouvelle mine sera créée et que la production des installations actuelles augmentera de 3 % chaque année, jusqu'en 1990. La production de charbon de chaufferie passera de 8 millions de tonnes en 1983 à 10 millions de tonnes en 1990. Selon les estimations, l'utilisation de l'eau augmentera de 32 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 102 000 m^3.

Le *scénario de production élevée* suppose que deux nouvelles mines seront créées et que la production des installations actuelles augmentera de 3 % chaque année, jusqu'en 1990. La production de charbon de chaufferie passera de 8 millions de tonnes en 1983 à 12 millions de tonnes en 1990. Selon les estimations, l'utilisation de l'eau augmentera de 56 % par rapport à 1983, soit au total, des besoins annuels de 120 600 m^3.

4. Nouvelles techniques houillères

Les besoins en eau et la vraisemblance de l'implantation des nouvelles techniques houillères dans la région étudiée en 1990 sont examinés :

a) hydrocarboducs

b) désulfuration du gaz brûlé

c) préparation perfectionnée du charbon

d) liquéfaction et gazéification du charbon.

Hydrocarboducs

La création de deux hydrocarboducs a été proposée pour le transport du charbon du district de Yellowhead dans la région 1 à la côte ouest de la Colombie-Britannique et pour son exportation vers des pays de la ceinture du Pacifique. On s'intéresse également beaucoup à l'utilisation de l'oléoduc Trans-Mountain, qui achemine actuellement du pétrole d'Edmonton à Vancouver, pour transporter en discontinu le pétrole brut et la bouillie de charbon.

Il faut de 0.9 à 1.0 m^3 d'eau pour transporter une tonne de charbon dans une bouillie composée de 50 % de charbon et de 50 % d'eau au poids.

Le *scénario de production moyenne* suppose qu'un hydrocarboduc sera en exploitation dans la région 1 en 1990. Selon les estimations, 10.2 millions de tonnes de charbon seront transportées chaque année, soit au total, des besoins en eau de 10.5 millions de mètres cubes; le *scénario de production élevée* suppose une production plus importante d'environ 18.2 millions de tonnes de charbon, soit au total, des besoins annuels en eau de 18.7 millions de mètres cubes.

Désulfuration du gaz brûlé

Selon les estimations, un système de désulfuration de gaz par voie humide, installé dans une centrale thermique au charbon de 600 mégawatts, pourrait nécessiter 0.27 m^3 d'eau par tonne de charbon alimenté ou 810 000 m^3 par année. Selon les suppositions, les futures centrales électriques de la région étudiée seront semblables à celles de nos jours et n'utiliseront pas les procédés de désulfuration du gaz brûlé, ni en 1990 ni en l'an 2000.

Préparation perfectionnée du charbon

La préparation perfectionnée du charbon pourrait éventuellement comprendre les technologies de nettoyage physique, chimique et biologique du charbon. De 1990 à l'an 2000, le nettoyage physique traditionnel du charbon, dans sa forme actuelle, sera toujours effectué. Toutefois, les opérations seront de plus en plus perfectionnées pour permettre la réduction de la consommation d'eau. Les procédés de nettoyage biologique et chimique du charbon ne devraient pas être utilisés dans la région étudiée en 1990.

Liquéfaction et gazéification du charbon

Selon les estimations, il faut utiliser 0.97 m^3 d'eau par tonne de charbon alimenté pour la liquéfaction directe et 2.63 m^3 d'eau par tonne de charbon alimenté pour la liquéfaction indirecte. Une usine pilote de liquéfaction indirecte devrait être en exploitation au début de 1987; elle sera située près d'Edmonton (région 2) et deux usines commerciales devraient être implantées dans la même région en 1990. L'utilisation de l'eau par les deux usines commerciales pourrait atteindre 36.4 millions de mètres cubes par année.

Selon les estimations, l'eau utilisée pour la gazéification du charbon par le procédé Lurgi serait de 1.18 m^3 par tonne de charbon alimenté. Il est peu probable qu'une usine commerciale de gazéification du charbon soit implantée dans la région étudiée en 1990 ou en l'an 2000.

5. Problèmes actuels et potentiels d'approvisionnement en eau

Region 1

Même si les exploitations houillères actuelles et potentielles utilisent énormément d'eau, les réserves d'eau sont suffisantes dans la région pour satisfaire à la demande prévue. Il sera sans doute nécessaire de procéder au stockage à l'extérieur des cours d'eau, pendant les périodes d'étiage, pour satisfaire aux besoins en eau des avant-monts de l'Alberta.

Région 2

Des exploitations houillères sont prévues dans le sous-bassin de la rivière Oldman qui manque d'eau et dans celui de la rivière Red Deer qui fait face actuellement à une demande accumulée et risque de manquer d'eau en l'an 2000. Selon le scénario de production moyenne, le développement proposé dans le sous-bassin de la rivière Oldman, comprend deux mines souterraines et deux usines de préparation par voie humide et selon le scénario de production élevée, une troisième mine souterraine et une autre usine de préparation par voie humide. Selon le scénario de production moyenne, le développement dans le sous-bassin de la rivière Red Deer comprend une mine à ciel ouvert et, selon le scénario de production élevée, deux mines souterraines. Une centrale électrique thermique devrait commencer à être exploitée en 1985-1986.

Selon les estimations, 17 centrales électriques thermiques seront en exploitation dans la région en l'an 2000. La plupart de celles-ci seront situées à l'embouchure des mines et nécessiteront environ 27 millions de mètres cubes d'eau par année par 1000 mégawatts de capacité installée.

Région 3

Des exploitations houillères sont prévues dans le sous-bassin de la rivière Souris qui connaît des pénuries d'eau et dans les sous-bassins des rivières Poplar, Frenchman et Swift Current Creek qui connaissent actuellement une demande accumulée.

L'exploitation continuelle des mines de charbon et des centrales électriques thermiques dans le sous-bassin de la rivière Souris peut contribuer à abaisser le niveau des eaux souterraines de l'aquifère Estevan. Deux autres centrales électriques sont prévues pour le sous-bassin en l'an 1990.

L'exploitation de la centrale électrique thermique Poplar River dans le sous-bassin de la rivière Poplar a pour effet de réduire les réserves en eaux de surface et souterraines; l'assèchement de la couche de charbon de la mine de Poplar River a prolongé le cône de dépression des eaux souterraines à moins de 800 m de la frontière du Canada et des Etats-Unis.

Selon le scénario de production élevée, une mine à ciel ouvert est prévue dans les sous-bassins de la rivière Frenchman et Swift Current Creek. Ces sous-bassins pratiquent depuis de nombreuses années le partage et le rationnement des réserves d'eau et tout autre développement industriel pourrait se révéler impossible.

PARTIE B. INFLUENCE SUR LES EAUX SOUTERRAINES

1. Répartition et qualité des eaux souterraines

Région 1

Le potentiel des eaux souterraines dans une grande partie de la région 1 est inconnu. Toutefois, en plus des grandes quantités d'eau de surface de bonne qualité, il existe de nombreux aquifères alluvionnaires, colluviaux et karstiques; en dépit de leur étendue restreinte, ils ont un rendement et une capacité d'alimentation élevés et sont répartis de façon égale dans toute la région.

La roche en place dans la région a généralement, selon les opinions, un piètre potentiel d'eaux souterraines puisque les puits produisent moins de 0.5 L/s.

Les gisements de charbon du nord-est de la Colombie-Britannique sont des aquifères à rendement élevé; ceux du sud-est de la Colombie-Britannique se comportent comme des aquicludes et ont par conséquent un rendement faible.

Des débits atteignant jusqu'à 75 L/s ont été mesurés dans les sources jaillissant des dépôts de carbonates karstiques dans les dépressions topographiques.

Les gisements qui se trouvent à la surface et sur les pentes inférieures des vallées situées entre des montagnes constituent les meilleurs aquifères naturels dans la région 1. Des dépôts perméables de sable et de gravier produisent des débits de 8 à 40 L/s.

En général, les eaux souterraines de la région 1 ont une faible teneur en minerai et un degré de dureté peu élevé. Les principaux éléments de l'eau sont Ca^{2+}, Mg^{2+}, HCO_3^- et CO_3^{2-}, les concentrations des matières totales dissoutes varient de 50 à 500 mg/L.

Région 2

La capacité des eaux souterraines et de surface de satisfaire à la demande d'eau, diminue en direction de l'est dans la région 2. Des roches sédimentaires épaisses qui reposent à plat, latéralement continues, assurent une importante capacité de rétention de l'eau dans la région 2. Les meilleurs aquifères dont le rendement est exprimé en L/s sont indiqués dans le tableau suivant.

Horseshoe Canyon Coals (centre de l'Alberta)	2 à 8
Paskapoo sandstone (centre-ouest de l'Alberta	8 à 35
Millet sandstone (sud-ouest d'Edmonton)	7.6
Milk River sandstone (sud-ouest de l'Alberta	0.4 à 40

Les plus importants aquifères de surface dans la région 2 sont :

a) les sables et les graviers des vallées antéglaciaires qui ont généralement un rendement de 5 à 10 L/s, mais qui peut atteindre jusqu'à 40 L/s dans le sud-ouest de la région;
b) les alluvions glaciaires qui produisent de 0.4 à 2.0 L/s, près de Medicine Hat;
c) les lentilles de sable et de gravier interglaciaires qui se trouvent près de Wabamun et ont un rendement de 2 à 8 L/s;
d) les récentes alluvions fluviatiles, dont le rendement est généralement supérieur à 8 L/s, mais peut atteindre 40 L/s.

Les gisements de charbon dans la région se comportent comme des aquifères dont le rendement est contrôlé par le degré de fragmentation du charbon; des rendements soutenus de 2 à 8 L/s ont été obtenus par des aquifères de charbon dans la région d'Edmonton (formation de Horseshoe Canyon).

La qualité de l'eau souterraine est généralement bonne dans la région 2, mais elle a tendance à diminuer d'ouest en est. Les problèmes particuliers sont les suivants :

a) des concentrations élevées de nitrate à de petites profondeurs dans toute la région;
b) les concentrations de fer et de fluorure dépassent localement les normes recommandées en matière d'eau potable dans la partie ouest de la région;
c) les concentrations de sulfure et de sodium ainsi que l'alcalinité peuvent dépasser les normes recommandées en matière d'eau potable dans la partie est de la région.

Les concentrations de matières totales dissoutes dans les aquifères de la roche en place augmentent en fonction de la profondeur et de l'âge de la formation et varient de moins de 100 mg/L dans les aires d'alimentation de la formation de Paskapoo à plus de 4000 mg/L dans la partie est de la formation de Milk River. Les éléments chimiques contenus dans l'eau sont généralement Ca^{2+}, HCO_3^- et CO_3^{2-} dans l'ouest et Na^+ et SO_4^{2-} dans l'est.

Les connaissances sur la qualité des eaux souterraines contenues dans les charbons de la région sont minimes.

La qualité de l'eau dans les gisements de surface est normalement bonne là où le débit est moyen; là où il est lent, les concentrations des matières totales dissoutes peuvent être très élevées. Dans les aires d'alimentation, les concentrations sont inférieures à 1500 mg/L et les ions dominants sont Ca^{2+}, Mg^{2+} et HCO_3^-; dans les eaux à débit intermédiaire et dans les aires de drainage, les concentrations passent à 2500 mg/L et les ions dominants sont Na^+, SO_4^{2-} et Cl^-.

Région 3

Dans la région 3, il y a peu de réserve d'eau de surface et il n'y a qu'un aquifère important.

Même si les formations de la roche en place de la région fournissent une capacité importante de stockage d'eau, aucune n'est capable de produire

8 L/s d'eau avec des concentrations de matières totales dissoutes de moins de 4000 mg/L.

L'hydrogéologie des gisements de charbon dans la région n'est pas bien connue.

L'aquifère Estevan qui se trouve dans le sud-est de la Saskatchewan est le seul important dans la région. Il est composé par les aquifères des vallées Estevan et Weyburn, continus du point de vue hydraulique, et par des bancs de sable et des couches de charbon de la formation de Ravenscrag.

L'utilité de nombreux lits aquifères de la région est limitée par les concentrations élevées des matières totales dissoutes. Les concentrations augmentent d'ouest en est et en fonction de la profondeur.

Des concentrations de fer dépassant de beaucoup les normes recommandées en matière d'eau potable ont été mesurées dans l'eau de l'aquifère de la vallée Estevan.

2. Influence de l'extraction et de la préparation du charbon sur les eaux souterraines

Les répercussions de l'extraction et de la préparation du charbon sur la répartition et la qualité des eaux souterraines dans les régions minières ont été examinées durant les trois étapes suivantes : avant, pendant et après l'exploitation minière.

Répercussions avant l'exploitation minière

Forage et exploration avant l'exploitation minière

1. Les forages exploratoires et les forages destinés à dresser le plan d'une mine peuvent perforer les réseaux profonds et peu profonds d'eaux souterraines et accroître les taux de mélange et de migration des eaux souterraines.

2. L'étendue et la gravité de l'incidence des activités d'exploration dans de grandes parties de l'Ouest du Canada ne sont pas connues.

Préparation de l'emplacement d'une mine

1. La préparation de l'emplacement d'une mine comprend le déboisement et la construction de chaussées et d'installations de traitement du charbon.

2. La quantité et l'orientation du débit des réseaux d'écoulement des eaux souterraines, locaux et intermédiaires, de la région 1 peuvent changer à cause de l'influence du déboisement sur l'alimentation des nappes souterraines.

3. La dérivation des rivières et des cours d'eaux par rapport à l'emplacement des mines, particulièrement dans la région 1, modifiera les schémas d'écoulement locaux des eaux souterraines.

4. La construction de chaussées et d'installations de traitement du charbon augmente les risques d'érosion, surtout dans la région 1. Les sédiments qui pénètrent dans les eaux de surface peuvent perturber la vie aquatique et réduire leur agrément, mais ne devraient avoir que peu de répercussions sur la qualité des eaux souterraines.

Répercussions pendant l'exploitation minière

L'exploitation houillère peut influencer la quantité et la répartition des eaux souterraines de la manière suivante :

a) L'enlèvement de la couverture et l'extraction du charbon provoquent l'interception de l'écoulement naturel des eaux souterraines et l'évacuation des eaux souterraines emmagasinées. Ces perturbations seront davantage importantes dans les régions 2 et 3 où l'exploitation minière utilise de vastes superficies pour extraire le charbon de couches minces qui reposent généralement à plat et se trouvent près de la surface.

b) L'assèchement d'une mine peut accentuer l'écoulement dans la mine d'eaux souterraines provenant de réservoirs et de cours d'eau avoisinants. Dans de nombreuses parties des régions 2 et 3, les couches de charbon sont les principales sources d'eau résidentielle et l'assèchement de ces couches provoquerait une perte ou la réduction des réserves. Les opérations d'assèchement des mines de la région 1 ne sont pas généralement considérées comme nuisibles.

c) L'extraction et la préparation du charbon nécessitent le prélèvement de grandes quantités d'eau douce de surface ou souterraine. Les prélèvements d'eau par tonne de charbon produit sont plus importants dans la région 1 où tout le charbon subit une préparation par voie humide. La majorité des mines qui sont actuellement en exploitation dans la région étudiée tirent leur approvisionnement principalement des eaux de surface et les eaux souterraines ne seront probablement pas perturbées de façon importante.

La qualité des eaux souterraines peut être influencée pendant l'exploitation de la manière suivante :

a) Les eaux usées d'installations houillères choisies de la région étudiée satisfont généralement aux directives sur la qualité des eaux, mais l'augmentation future de la production des eaux usées peut entraîner la contamination.

b) La qualité des réseaux locaux d'eaux souterraines peut être influencée par l'infiltration de l'eau de traitement contaminée que l'usine de préparation a déversée dans des lagunes de résidus sans revêtement et par l'infiltration et le ruissellement libre des eaux provenant du voisinage de l'usine, des amas de charbon stocké et des amas de rebut brut. Il existe 12 usines de préparation dans la région 1.

c) Dans l'ensemble des mines et des usines de préparation de la région étudiée, les eaux de surface et souterraines pourraient être contaminées par des fuites depuis les installations auxiliaires comme les étangs de décantation, les amas de charbon stocké et les sites d'entretien de l'équipement.

d) La qualité de l'eau souterraine peut être dégradée à cause du mélange des couches d'eaux souterraines au cours du cycle d'assèchement et d'extraction et de l'infiltration d'eau de piètre qualité d'une strate à l'autre.

Répercussions après l'extraction

La remise en état et l'abandon des mines peuvent perturber les eaux souterraines de la manière suivante :

a) Même si on connait peu de chose de l'écoulement des eaux souterraines dans les zones minières qui ont été remises en état dans la région 1, on peut généralement s'attendre à ce que les déblais de mine soient plus perméables que la couverture qui existait avant l'exploitation.

b) Il est très probable que les vastes travaux d'excavation effectués dans les régions 2 et 3 perturberont gravement les réseaux d'écoulement locaux d'eaux souterraines. Par conséquent, les réserves en eaux souterraines qui existaient avant l'exploitation, mais qui ont été enlevées ou interrompues, sont pratiquement irremplaçables à cause de l'alimentation restreinte de la nappe souterraine.

c) Dans le cas des mines souterraines, c'est le contraire qui peut se produire. Les puits d'une mine souterraine abandonnée située près de Lethbridge dans la région 2, ont maintenant un rendement très élevé.

Il est difficile d'évaluer les effets de l'exploitation minière sur la qualité de l'eau dans les régions 2 et 3, parce que l'eau souterraine est souvent à peine potable. On connait peu de choses sur la qualité des eaux souterraines de la région 1.

Dans les zones minières remises en état des régions 2 et 3, l'augmentation de la concentration des matières totales dissoutes par rapport aux zones demeurées intactes, constitue la principale répercussion sur les eaux souterraines. La migration latérale d'eaux contaminées dans des aquifères intacts a été observée sur le site d'une mine dans la partie centrale de la région 2.

La création de drainage acide après l'exploitation sur l'emplacement des mines de la région étudiée sera neutralisée par des eaux et des dépôts de surface riches en carbonate.

Les effets à long terme de l'exploitation houillère sur la qualité des eaux souterraines ne sont pas connus, mais l'expérience des Etats-Unis indique qu'une détérioration plus grave peut se produire de nombreuses années après la cessation de l'exploitation.

Partie A
Utilisation de l'eau : situation actuelle et prévisions

Table des matières

PARTIE A

		Page
1.	INTRODUCTION	7
	Industrie houillère au Canada	7
	Ressources en eau et l'industrie houillère	10
	L'eau et les problèmes environnementaux et économiques soulevés par l'expansion de l'industrie houillère	11
	Historique du projet	13
	Région étudiée	13
2.	EXTRACTION ET PREPARATION DU CHARBON DANS L'OUEST DU CANADA	15
	Mines de charbon et production	15
	Région 1 : Montagnes Rocheuses de l'est de la Colombie-Britannique et montagnes et avant-monts de l'Alberta	15
	Charbons à coke des régions montagneuses	23
	Charbons de chaufferie des régions montagneuses	23
	Charbons de chaufferie des avant-monts	23
	Région 2 : Plaines de l'Alberta	23
	Région 3 : Plaines de la Saskatchewan et du Manitoba	23
	Résumé	23
	Utilisation de l'eau dans l'exploitation houillère	25
	Exploitation en découverte	25
	Exploitation à ciel ouvert	25
	Exploitation par excavateurs	26
	Exploitation souterraine	27
	Exploitation par chambres et piliers	27
	Exploitation hydraulique	27
	Préparation du charbon et utilisation de l'eau	28
	Préparation à sec du charbon	29
	Préparation du charbon par voie humide	30
	Résumé	32
	Utilisation actuelle de l'eau dans l'industrie houillère	33
	Utilisation de l'eau dans la région 1	33
	Région de Wolverine	34
	Région de Yellowhead	34
	Région d'East Kootenay	34
	Utilisation de l'eau dans la région 2	35
	Utilisation de l'eau dans la région 3	35
	Utilisation de l'eau dans toutes les régions	36
	Besoins supplémentaires en eau	37
3.	UTILISATION DE L'EAU DANS LES AUTRES SECTEURS DE L'ECONOMIE	39
	Région 1	39
	Région 2	39
	Région 3	41
4.	NOUVELLES TECHNOLOGIES ET DEMANDE EN EAU	42
	Hydrocarboducs	42
	Désulfuration du gaz brûlé	46

Table des matières (suite)

Page

Préparation perfectionnée du charbon..... 46
Nettoyage physique du charbon..... 47
Nettoyage chimique du charbon..... 48
Nettoyage biologique du charbon..... 48
Transformation du charbon..... 48
Liquéfaction du charbon..... 48
Liquéfaction directe..... 48
Liquéfaction indirecte..... 49
Gazéification du charbon..... 51
Gazogène Lurgi à lit descendant..... 51
Gazéification souterraine (*in situ*)..... 51

5. PREVISIONS DE LA PRODUCTION HOUILLERE ET DE L'UTILISATION DE L'EAU..... 54
Production houillère : situation actuelle et prévisions..... 54
Région 1 55
Région 2..... 58
Région 3..... 59
Résumé..... 59
Demandes en eau : situation actuelle et prévisions..... 60
Méthode..... 62
Région 1..... 63
Région 2..... 64
Région 3..... 64
Résumé..... 64
Problèmes d'approvisionnement en eau, actuels et potentiels, attribuables à l'utilisation de l'eau par l'industrie houillère..... 67

6. CONCLUSIONS..... 69

REFERENCES..... 71

Tableaux

		Page
1.	Réserves houillères au Canada, par catégorie, 1982	8
2.	Production houillère dans l'Ouest du Canada, 1983	9
3.	Exploitants de mines de charbon dans l'Ouest du Canada, 1983-1984	16
4.	Production de charbon de chaufferie et à coke dans l'Ouest du Canada, 1983	24
5.	Méthodes de préparation du charbon dans la région étudiée, 1983.	28
6.	Méthodes de préparation du charbon selon la région, 1983	29
7.	Production houillère et estimation de l'utilisation de l'eau par région, 1983	37
8.	Demande en eau par région, 1981	40
9.	Besoins en eau de l'hydrocarboduc reliant Hinton et Kitimat	44
10.	Estimations des besoins en eau pour l'oléoduc Trans Mountain	45
11.	Demandes en eau d'une usine hypothétique de liquéfaction de charbon utilisant le procédé synthoil	49
12.	Demandes en eau d'une usine hypothétique de liquéfaction indirecte du charbon et installations de refroidissement	50
13.	Demandes en eau d'une usine hypothétique de gazéification de charbon utilisant des gazogènes Lurgi à lit descendant	52
14.	Production houillère par région dans l'Ouest du Canada, 1983 et 1990	55
15.	Mines de charbon actuelles et prévues dans la région 1, 1983 et 1990	57
16.	Mines de charbon actuelles et prévues dans la région 2, 1983 et 1990	58
17.	Mines de charbon actuelles et prévues dans la région 3, 1983 et 1990	59
18.	Besoins en eau, actuels et prévus, pour l'extraction et la préparation du charbon	62
19.	Demandes en eau, actuelles et prévues, pour la production houillère et tous les secteurs, 1983 et 1990	66

Illustrations

Figure 1.	Utilisation de l'eau par l'industrie houillère selon les régions, les mines de charbon et les centrales électriques thermiques	14
Figure 2.	Mines de charbon et centrales électriques thermiques qui devraient être en exploitation en 1990, scénario moyen	56
Figure 3.	Production houillère actuelle et prévue selon le type et la région, 1983 et 1990	61
Figure 4.	Demandes en eau actuelles et prévues pour la production houillère, 1983 et 1990	65

Introduction

Ce document présente une évaluation quantitative de l'eau dont l'industrie houillère de l'Ouest du Canada aura besoin en 1990. Les conclusions proviennent des meilleurs renseignements disponibles, réels et estimatifs, sur la production houillère actuelle, les besoins en eau et la croissance prévue de l'industrie houillère jusqu'en 1990. Des prévisions de la production houillère jusqu'en l'an 2000 ont d'abord été faites, mais en raison des incertitudes actuelles des marchés nationaux et d'exportation, il est évident que des prévisions réalistes ne pouvaient être faites au-delà de 1990.

La nature et l'importance de l'industrie houillère au Canada et ses demandes en eau sont analysées, et les préoccupations environnementales qui ont donné lieu à ce projet, ainsi que l'historique et les objectifs de cette étude sont présentés dans les paragraphes qui suivent.

INDUSTRIE HOUILLERE AU CANADA

La houille est une importante ressource canadienne à la fois parce qu'elle permet de satisfaire aux demandes énergétiques primaires et parce qu'elle constitue un apport important à la croissance et au développement économiques tant au plan régional que national (Energie, Mines et Ressources, 1982). La houille a joué un rôle de plus en plus important au pays comme ressource de remplacement du pétrole et également comme produit énergétique international (Energie, Mines et Ressources, 1980). La houille a joué ce rôle à la suite de la mise sur pied par le gouvernement fédéral en 1980 du Programme énergétique national (PEN) qui avait pour objectif de réduire la dépendance canadienne à l'endroit du pétrole importé en le remplaçant par des sources énergétiques canadiennes. Les pénuries énergétiques qui risquent de survenir partout dans le monde à cause des déficits possibles dans l'approvisionnement mondial en pétrole (Energie, Mines et Ressources, 1980) ont exercé des pressions supplémentaires sur l'industrie houillère, obligée d'assurer au Canada davantage de sécurité énergétique, à la fois directement, par l'expansion, et indirectement par le perfectionnement des technologies de transformation du charbon en gaz liquéfié et en combustibles liquides de synthèse.

Selon nos connaissances actuelles sur les ressources houillères du Canada, il y aurait approximativement 63 578 mégatonnes (Mt) de charbon mesurées et indiquées, et sur ce nombre, l'on considère qu'environ 8500 Mt peuvent être exploitées par la technologie actuelle et en fonction des critères économiques qui prévalent (Bielenstein et coll., 1979; Romaniuk et Naidu, 1984). Les estimations des réserves houillères exploitables et récupérables au Canada sont présentées au tableau 1.

Tableau 1. Réserves houillères au Canada, par catégorie, 1982*

Catégorie et province	Charbon des couches exploitables† (tonnes x 10^6)	Charbon récupérable‡ (tonnes x 10^6)	Charbon récupérable Pouvoir calorifique (joules x 10^6)
Lignite			
Saskatchewan	2121	1697	23 800
Colombie-Britannique	739	566	6 800
	2860	2263	30 600
Sous-bitumineux			
Alberta	1314	918	17 150
Bitumineux			
Nouvelle-Ecosse	812	445	12 050
Nouveau-Brunswick	19.4	17.9	500
Alberta	945	526	12 500
Colombie-Britannique	2537	2098	52 400
	4313.4	3086.9	77 450
Total, *toutes* les catégories	8487.4	6267.9	125 200
Charbon à coke bitumineux (inclus dans bitumineux ci-dessus)			
Nouvelle-Ecosse	243	133	
Alberta	604	254	
Colombie-Britannique	2201	1643	
	3048	2030	

* Les gisements de charbon de moins de 2 mégatonnes de houille récupérable ont été exclus de ce tableau.

† Le charbon des couches exploitables fait partie, selon la définition, des ressources mesurées et indiquées ayant un intérêt immédiat et que l'on peut songer à exploiter à l'aide de la technologie actuelle et en fonction de la situation économique qui prévaut, avant de tenir compte des pertes d'exploitation minière.

‡ Le charbon récupérable fait partie, selon la définition, du «charbon des couches exploitables» qui pourrait être récupéré sous forme de charbon brut, compte tenu des pertes d'exploitation minière.

Source: Romaniuk et Naidu, 1984.

En 1983, la production houillère au Canada a atteint un chiffre record, soit 44.25 millions de tonnes. Même si la récession mondiale actuelle a provoqué des problèmes à court terme dans l'industrie houillère, particulièrement dans le secteur de l'exportation, l'avenir est envisagé avec optimisme. Selon les estimations récentes pour l'an 2000, la production totale annuelle pourrait augmenter de 100 à 120 millions de tonnes. Le charbon canadien est actuellement utilisé dans une proportion de 65 % pour la production d'énergie électrique (charbon de chaufferie) et de 33 % pour la

Tableau 2. Production houillère dans l'Ouest du Canada, 1983 (tonnes)

Province	Charbon de chaufferie		Charbon à coke		Total par province	%
	A ciel ouvert	Sous terre	A ciel ouvert	Sous terre		
Saskatchewan*	7 650 000	-	-	-	7 650 000	17.35
Alberta†	18 375 616	116 694	5 402 447	744 836	24 639 593	55.89
Colombie-Britannique ‡	2 200 000	-	8 854 000	746 000	11 800 000	26.76
					44 089 593	100
Totaux	28 225 616	116 694	14 256 447	1 490 836		
% total	64.02	0.26	32.34	3.38		

* Données tirées d'Aylsworth (1984).
† Données tirées d'Alberta Energy Resources Conservation Board (1984).
‡ Données tirées de P.J. Paine, DPI, SPE, comm. pers., 1985.
§ Valeur estimée.

Total à ciel ouvert = 42 482 063 t = 96.35 %

Total sous terre = 1 607 530 t = 3.65 %

production de coke servant à la fabrication de l'acier (charbon à coke). Les 2 % qui restent sont consommés par l'industrie et des utilisateurs commerciaux (Energie, Mines et Ressources, 1983). Le tableau 2 résume la production de charbon de chaufferie et à coke dans l'Ouest du Canada en 1983.

RESSOURCES EN EAU ET L'INDUSTRIE HOUILLERE

L'eau joue un rôle important dans l'exploitation et la préparation de la houille. L'eau est principalement utilisée pour la préparation et le transport du charbon, l'entretien de l'équipement, la suppression de la poussière et à des fins sanitaires. Même s'il ne s'agit pas d'une pratique courante, l'irrigation des terres remises en état peut constituer à l'avenir une autre utilisation de l'eau. La quantité d'eau nécessaire dépend surtout de la forme d'extraction du charbon, qu'elle soit à ciel ouvert ou souterraine, et de la nature et du degré de préparation nécessaire.

L'exploitation à ciel ouvert dans l'Ouest du Canada (Colombie-Britannique, Alberta et Saskatchewan) représente actuellement environ 96.35 % de la production du charbon de chaufferie ou à coke tandis que l'exploitation souterraine représente 3.65 % (Aylsworth, 1984; Commission de la conservation des ressources énergétiques, 1984; P.S. Paine, Direction des programmes industriels (DPI), Service de la protection de l'environnement (SPE), comm. pers. 1985). Selon les prévisions, l'exploitation à ciel ouvert continuera de dominer l'ensemble de la production houillère jusqu'en l'an 2000.

Les deux méthodes générales d'exploitation en découverte, à ciel ouvert et par excavateurs, nécessitent de l'eau surtout pour la suppression de la poussière, les besoins sanitaires et l'entretien de l'équipement.

L'exploitation souterraine utilise trois techniques fondamentales : par chambres et piliers, par longwall et hydraulique (Paine et Blakeman, 1983). Au cours de 1983, il y a eu dans l'Ouest du Canada trois principales exploitations minières souterraines. La Smoky River Coals Limited utilise la méthode d'exploitation souterraine par chambres et piliers dans sa mine McIntyre située près de Grande Cache, en Alberta. La Luscar Sterco Limited a également utilisé la méthode par chambres et piliers dans sa mine Coal Valley Mine Silkstone Pit, située près d'Edson, en Alberta, jusqu'à sa fermeture en juin 1983. La Westar Mining Limited's Michel Mine, située près de Sparwood, en Colombie-Britannique, est la seule mine souterraine au Canada à utiliser la méthode hydraulique. Cette méthode exige des quantités considérables d'eau à haute pression pour couper, disloquer, charger et transporter le charbon depuis le front d'abattage jusqu'à l'embouchure de la mine (Paine et Blakeman, 1983). Les méthodes d'exploitation hydraulique et par chambres et piliers nécessitent de l'eau à des fins sanitaires et pour l'entretien de l'équipement.

En 1983, environ 57 % du charbon de chaufferie et à coke produit au Canada ont subi une certaine forme de préparation ou de nettoyage pour le purifier du soufre inorganique et des matières minérales productrices de cendres. Toutes les usines de préparation dans l'Ouest du Canada procèdent au nettoyage physique. La majeure partie du charbon à coke de l'Ouest du Canada doit subir un traitement destiné à éliminer les cendres, ce qui nécessite par conséquent des quantités considérables d'eau pour les opérations de nettoyage physique comme le criblage par voie humide et l'enrichissement par triage dans

des cellules de flottation et des bacs de séparation à liquide dense. Pour les besoins thermiques, le lignite et les charbons sous-bitumineux à faible concentration de soufre sont généralement traités à sec par le broyage et le criblage. Il n'est donc pas nécessaire d'utiliser de l'eau pour le nettoyage.

A l'avenir, la remise en état et la restauration environnementales des terres, qui ont été perturbées par des activités d'exploitation houillère à ciel ouvert, peuvent nécessiter des quantités considérables d'eau pour l'irrigation des aires de restauration de la couverture végétale.

La mise au point et l'application de nouvelles technologies de liquéfaction, de gazéifaction et de transport du charbon, particulièrement les hydrocarboducs, obligeront l'industrie houillère à utiliser beaucoup plus d'eau.

L'EAU ET LES PROBLEMES ENVIRONNEMENTAUX ET ECONOMIQUES SOULEVES PAR L'EXPANSION DE L'INDUSTRIE HOUILLERE

Les besoins en eau relatifs aux activités de préparation et d'exploitation houillère, actuelles et prévues, ainsi que l'application des technologies de transformation et de transport du charbon dans l'Ouest du Canada ont d'importantes incidences environnementales et économiques. Les augmentations considérables des besoins en eau de l'industrie houillère peuvent perturber les régimes des eaux de surface et souterraines. Parmi les perturbations éventuelles il y a :

1) la relocalisation des réseaux de drainage des eaux à cause des importantes opérations d'exploitation à ciel ouvert
2) l'assèchement des aquifères dans les régions à faibles précipitations peut provoquer des conflits entre les utilisateurs et une trop forte demande en eau dans les régions où l'eau souterraine est la principale source d'approvisionnement
3) l'assèchement étendu destiné à assurer l'accès aux couches de charbon et le déversement d'eau souterraine potentiellement contaminée dans les eaux de surface
4) le déversement de grandes quantités d'eaux usées contaminées par le charbon
5) le déboisement des sites miniers peut accroître le ruissellement, l'érosion du sol et augmenter les matières en suspension dans les eaux de surface (Paine et Blakeman, 1983; voir Partie B de ce rapport).

Ces problèmes sont abordés par le Programme national des eaux usées de l'industrie houillère et en partie par cette étude. Ce programme a été mis sur pied en 1982 par le Service de la protection de l'environnement d'Environnement Canada pour déterminer la qualité des eaux usées déversées par les mines de charbon, les usines de préparation et les terminaux de transfert et de stockage en vrac (Paine et Blakeman, 1983). Un nombre restreint, mais représentatif, d'installations houillères canadiennes ont été choisies et un programme d'échantillonnage a été mis sur pied pour caractériser de façon quantitative et qualitative les eaux usées des mines de charbon afin de déceler les éléments à l'état de traces ainsi que les composés organiques et inorganiques. L'échantillonnage et les analyses ultérieures ont révélé qu'aux taux de production houillère en 1982, les eaux usées provenant des installations d'exploitation et de préparation de la houille satisfaisaient généralement aux directives sur la qualité des eaux. L'étude propose un

certain nombre de recommandations comme mesures préventives contre une contamination environnementale possible puisque l'expansion future de l'industrie houillère pourrait accroître la production d'eaux usées. Ces mesures comprennent les programmes actuels destinés à surveiller les eaux usées de l'industrie houillère ainsi que les sédiments des étangs de décantation. Ces programmes visent à y déceler les éléments à l'état de traces et les composés organiques et à déterminer la qualité et la quantité des eaux souterraines dans les régions où elles sont les principales sources d'eau potable (Paine et Blakeman, 1983).

Les incidences économiques de l'accroissement des demandes en eau de l'industrie houillère en pleine croissance sont complexes et nécessitent une étude attentive à tous les paliers de l'administration gouvernementale. Il faut évaluer les futurs besoins en eau de l'industrie houillère ainsi que ceux des autres secteurs de l'économie, notamment l'agriculture, la production d'énergie thermique, l'approvisionnement en eau domestique des villes et des localités rurales, le secteur manufacturier, l'extraction d'hydrocarbures et l'industrie pétrochimique. L'eau est également essentielle dans d'autres domaines comme les loisirs, et pour d'autres ressources comme le poisson et la faune.

Un développement économique viable dépend de la planification et de la gestion des ressources en eau, particulièrement dans l'Ouest du Canada où la disponibilité de l'eau varie de façon considérable selon la période et l'endroit. En matière de gestion de la demande en eau, il ne s'agit pas de mettre à la disposition du consommateur davantage d'eau pour satisfaire à la croissance continuelle, mais plutôt de mettre de plus en plus l'accent sur la régularisation de la croissance des besoins grâce à une utilisation plus efficace. C'est grâce à la conservation que l'on pourra mener à terme cette nouvelle initiative visant l'accroissement de l'efficacité et la réduction des pertes dans de nombreux secteurs de l'activité économique. Dans l'industrie houillère, la conservation pourrait comprendre l'installation et l'amélioration de l'équipement de recyclage de l'eau, des tours de refroidissement dans les usines thermiques et l'amélioration des méthodes d'irrigation en prévision des futurs projets de remise en état des terres. La nécessité d'améliorer les méthodes d'irrigation est mise en lumière par de récentes estimations faites aux Etats-Unis et dans les provinces des Prairies au Canada qui font ressortir que l'irrigation est un des plus importants utilisateurs de l'eau (Régie des eaux des provinces des Prairies, rapport inédit, 1984; Hess, 1986). Les centrales thermiques sont souvent situées sur l'emplacement d'une mine de charbon ou près de celle-ci et même si des quantités considérables d'eau sont nécessaires, surtout pour le refroidissement, le taux de consommation est faible. Par conséquent, il est impossible d'implanter une usine thermique dans des régions où l'approvisionnement en eau connaît de grandes variations.

Un apport essentiel aux stratégies de planification et de gestion de l'eau est l'évaluation des demandes en eau de tous les secteurs d'après les besoins réels et prévus en eau des secteurs respectifs. Ce rapport donne une telle évaluation pour l'industrie houillère dans l'Ouest du Canada. Même si l'utilisation de l'eau par l'industrie houillère est dans son ensemble relativement faible, particulièrement en comparaison avec l'agriculture, l'exploitation houillère peut en consommer des quantités relativement élevées à certains endroits.

HISTORIQUE DU PROJET

Ce rapport a été préparé dans le cadre d'un projet mis sur pied par le Service de la protection de l'environnement d'Environnement Canada visant à élaborer des critères et des technologies de protection de l'environnement pour que les réseaux d'eaux souterraines de l'Ouest du Canada ne soient pas perturbés par les installations, nouvelles ou en voie d'expansion, d'exploitation et de préparation du charbon. Le projet a été divisé en deux études distinctes que l'on trouve dans les Parties A et B du présent rapport.

Cette étude cherche à évaluer la demande en eau des installations, actuelles et prévues, d'exploitation et de préparation du charbon dans l'Ouest du Canada. Son principal objectif est de prévoir les besoins en eau minimum, maximum et les plus probables de l'industrie houillère pour 1990. Les prévisions sont fondées sur les estimations des paramètres suivants :

1) la demande en charbon selon le type (de chaufferie ou à coke) et selon l'emplacement (province physiographique)
2) les besoins actuels en eau pour l'exploitation et la préparation selon le type de charbon
3) les quantités d'eau requises par les nouvelles technologies incluant la transformation du charbon, la préparation perfectionnée du charbon, la désulfuration des gaz brûlés et les hydrocarboducs, d'après la vraisemblance de l'implantation de ces technologies en 1990.

Les futurs besoins en eau de l'industrie houillère sont également évaluées en relation avec la demande probable des autres secteurs de l'économie, incluant l'agriculture, la production d'énergie thermique, l'approvisionnement des agglomérations urbaines et rurales, le secteur manufacturier et l'extraction minière.

REGION ETUDIEE

Cette étude porte exclusivement sur l'exploitation minière dans l'Ouest du Canada. Même si huit provinces contiennent des gisements de charbon, les plus importants et de loin se trouvent en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan. En ce qui a trait aux ressources mesurées, indépendamment de la catégorie, 90 % du charbon des couches exploitables se trouvent dans les trois provinces de l'Ouest (Romaniuk et Naidu, 1984).

En fonction de la physiographie, de la catégorie et de l'âge du charbon, la région étudiée a été divisée en trois parties distinctes :

1) les Rocheuses de l'est de la Colombie-Britannique et les montagnes et les avant-monts de l'Alberta (charbons bitumineux du jurassique supérieur au crétacé inférieur)
2) les plaines de l'Alberta (charbons sous-bitumineux du crétacé supérieur jusqu'au tertiaire inférieur)
3) les plaines de la Saskatchewan et du Manitoba (lignites du tertiaire).

Les régions sont délimitées à la figure 1.

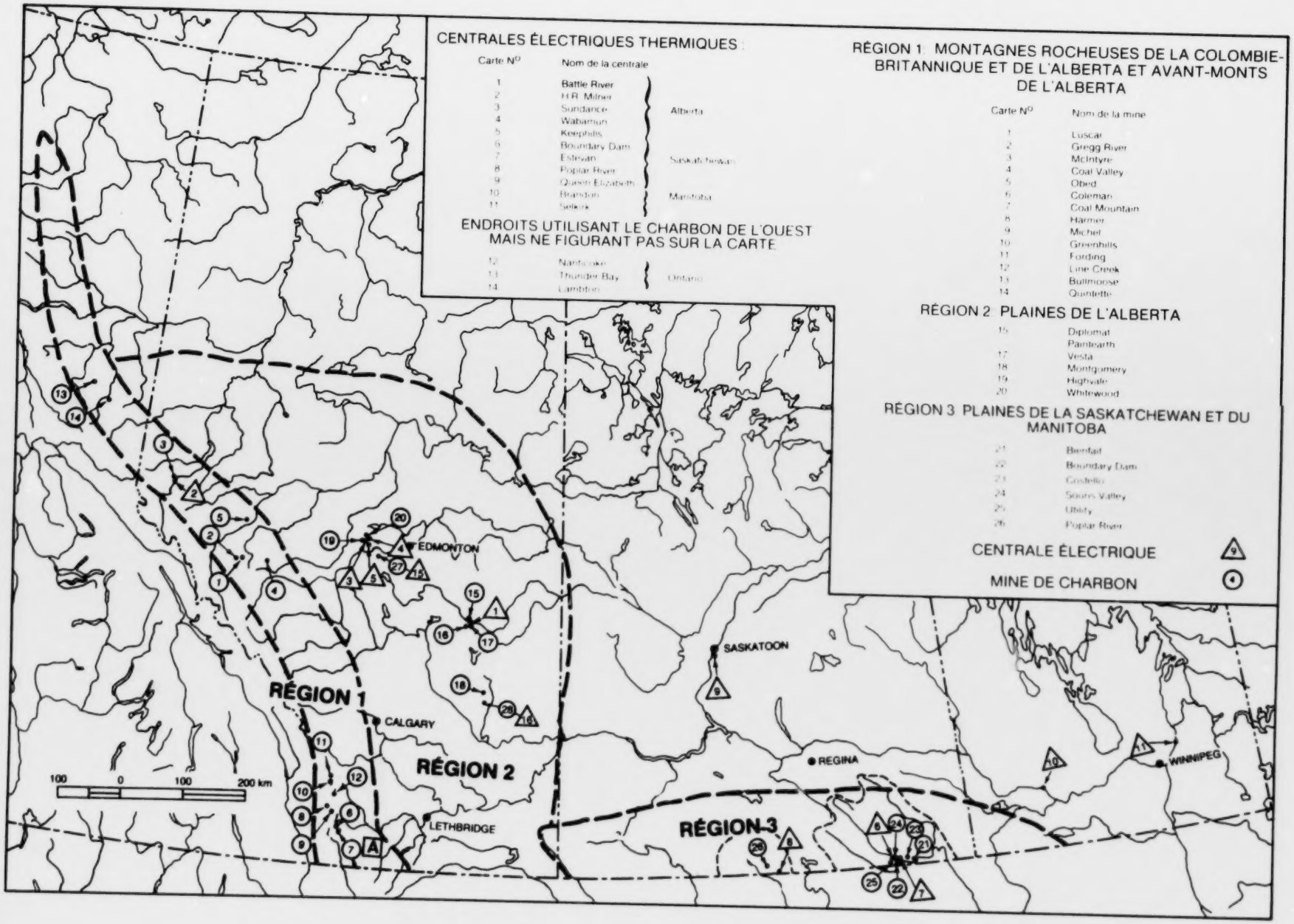


Figure 1. Utilisation de l'eau par l'industrie houillère selon les régions, les mines de charbon et les centrales électriques thermiques.

Extraction et préparation du charbon dans l'Ouest du Canada

Ce chapitre présente une analyse détaillée de l'extraction et la préparation actuelles du charbon dans la région étudiée. Il recense et décrit les principales mines et usines de préparation qui s'y trouvent. Il explique les techniques qui y sont utilisées en fonction principalement des besoins en eau. Même si des données exhaustives ne sont pas souvent facilement disponibles ni nécessairement représentatives de l'utilisation totale de l'eau, l'on a tenté de quantifier *l'utilisation de l'eau*[1] en fonction de chaque mine et de chaque usine de préparation. Finalement, *le prélèvement de l'eau*[2] pour l'extraction et la préparation du charbon dans les trois régions houillères a fait l'objet d'estimations qui ont servi, dans le rapport, à prévoir la demande en eau de l'industrie houillère en 1990.

MINES DE CHARBON ET PRODUCTION

L'emplacement des principales mines de charbon (en 1983), situées à l'intérieur des trois régions visées par cette étude, est indiqué à la figure 1. Le tableau 3 énumère les mines par région et résume les informations disponibles en fonction de la production, du type et de la catégorie de charbon produit, du type d'exploitation minière, du type de préparation et de la destination principale du produit.

Région 1

Les charbons sous-bitumineux et bitumineux se trouvent respectivement dans les avant-monts et les montagnes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique (figure 1), ce qui montre que la catégorie de charbon s'améliore en fonction de l'accroissement de l'activité orogénique. Les avant-monts renferment surtout des charbons bitumineux à forte teneur en matières volatiles qui produisent principalement du charbon de chaufferie de qualité supérieure à faible teneur en soufre. Les régions montagneuses renferment surtout du charbon bitumineux maigre et du charbon bitumineux à teneur moyenne en matières volatiles qui conviennent à la production de coke métallurgique.

---

[1] L'utilisation de l'eau se rapporte à la quantité d'eau requise par une installation (une mine ou une usine de préparation) selon une unité de temps ou de production (par exemple : par jour ou mètres cubes par tonne) pour effectuer une fonction donnée.

[2] Le prélèvement de l'eau définit la quantité totale d'eau douce prélevée à une source superficielle ou souterraine pour être utilisée dans une installation particulière.

Tableau 3. Exploitants de mines de charbon dans l'Ouest du Canada, 1983–1984

Nom et emplacement de la mine	Principal propriétaire et compagnie	Production en 1983 ($t \times 10^3$)	Catégorie de charbon	Type de charbon	Type d'exploitation	Type de préparation	Destination du charbon et principales utilisations
Région 1							
Coal Mountain Mine (anciennement Corbin Mine) Corbin (C.-B.)	Byron Creek Collieries Ltd.	te 1146 cb 1340 (Est.)	bmv	charbon de chauffe-rie	à ciel ouvert	voie humide; usine de pré-paration sur site de la mine	Hydro-Ontario (ct. de Nanticoke), Hong Kong, Etats-Unis, Manitoba (Hudsons Bay Smelting), Colombie-Britannique (Cominco Smelter)
Harmer Mine, Sparwood (C.-B.)	Westar Mining Ltd.	cb 5676	bpv à bmv	charbon à coke	à ciel ouvert	voie humide; usine de pré-paration à Elkview (C.-B.)	Japon, Mexique, Italie, Brézil, Roumanie, Suède, Corée; production de coke
Michel Mine, Natal (C.-B.)	Westar Mining Ltd.	te 6400 cb 969	bpv à bmv	charbon à coke	souterraine	voie humide usine de pré-paration à Elkview (C.-B.)	Japon (production de coke)
Greenhills Mine, Elkford (C.-B.)	Westar Mining Ltd.	cb 1264 (ve 720 charbon de chaufferie; 540 charbon à coke	btv et bmv	charbon de chauffe-rie et charbon à coke	souterraine	charbon à coke - voie humide charbon de chaufferie - voie sèche usine de pré-paration près de la mine	Charbon à coke vers Corée du Sud, Japon, Taiwan, Hong Kong et Europe pour production de coke. Charbon de chaufferie vers Danemark, ceinture du Pacifique et Corée du Sud

* Non indiqué dans figure 1.

Remarque: Les chiffres indiquent la production de charbon nettoyé ou tel qu'il est expédié (te); selon le cas, on fournit soit les données précises soit les valeurs estimées (ve) du charbon brut (cb).

bmv = bitumineux moyennement volatile
bpv = bitumineux peu volatile
btv = bitumineux très volatile
sb = sous-bitumineux
lig = lignite
ct. = centrale thermique

Sources: Aylsworth (1984); Romaniuk et Naidu (1984); Environnement Canada (rapport inédit, 1984a); Energy Resources Conservation Board (1984).

Tableau 3. (suite)

Nom et emplacement de la mine	Principal propriétaire et compagnie	Production en 1983 ($t \times 10^3$)	Catégorie de charbon	Type de charbon	Type d'exploitation	Type de préparation	Destination du charbon et principales utilisations
Fording Mine, Elkford (C.-B.)	Fording Coal Ltd.	te 2860 cb 4866	Surtout charbon à coke bpv mais aussi bmv et btv	charbon à coke	souterraine	voie humide; usine de préparation près de la mine	Japon, pays de la ceinture du Pacifique, Amérique du Sud et Europe; production de coke
Line Creek Mine, Elkford (C.-B.)	Crows Nest Resources Ltd.	te 1800 (ve 936 charbon de chaufferie, 864 charbon à coke cb 2040 (ve 959 charbon de chaufferie; 1081 charbon à coke)	bmv et bpv	charbon de chaufferie et charbon à coke	à ciel ouvert	charbon à coke - voie humide charbon de chaufferie - voie humide et voie sèche usines de préparation séparées près de la mine	charbon à coke vers Japon (production de coke); charbon de chaufferie vers Corée (production d'électricité)
Bullmoose Mine, Tumbler Ridge (C.-B.)	Teck Corporation	te 240 (charbon à coke seulement 1983); tb 350 (ve)	bmv	charbon de chaufferie et charbon à coke	à ciel ouvert	charbon à coke - voie humide charbon de chaufferie - voie humide; usine de préparation près de la mine	charbon à coke vers Japon (production de coke); charbon de chaufferie, destination inconnue mais on suppose pour exportation vers ceinture du Pacifique
Quintette Mine, Tumbler Ridge (C.-B.)	Denison Mines Ltd.	te 100 (charbon de chaufferie seulement durant 1983) cb 120 (ve)	bmv	charbon de chaufferie et charbon à coke	à ciel ouvert	charbon à coke - voie humide charbon de chaufferie - voie humide; usine de préparation à 13 km de la mine	charbon à coke vers Japon (production de coke); charbon de chaufferie vers ceinture du Pacifique et Europe

Tableau 3. (suite)

Nom et emplacement de la mine	Principal propriétaire et compagnie	Production en 1983 (t x 10^3)	Catégorie de charbon	Type de charbon	Type d'exploitation	Type de préparation	Destination du charbon et principales utilisations
Projet de mise en valeur du charbon (Coleman Mine) Coleman (Alberta)	Coleman Collieries Ltd.	te 186 cb 675 (opérations terminées en octobre 1983	bmv	charbon de chaufferie	remise en état des vieux dépotoirs de mine	usine de préparation à voie humide près de la mine	Exporté
McIntyre Mine, Grande Cache (Alberta)	Smoky River Coals Ltd.	te 1600 cb à ciel ouvert char. coke 1480 char. chauf. 80 Souterraine char. chauf. 745 2305	bpv	charbon de chaufferie et charbon à coke	à ciel ouvert et souterraine	charbon à coke - voie humide charbon de chaufferie - voie humide et voie sèche usine de préparation près de la mine	charbon à coke vers Japon, ceinture du Pacifique et sud de l'Ontario (Dofasco et Stelco) pour production de coke; charbon de chaufferie pour production d'électricité à l'embouchure de la mine (ct H.R. Milner)
Luscar Mine (anciennement Cardinal River Mine), Hinton (Alberta)	Cardinal River Coals Ltd.	te 2300 cb 2856	bmv	charbon à coke	à ciel ouvert	usine de préparation à voie humide près de la mine	charbon à coke vers Japon (production de coke)
Gregg River Mine, Hinton (Alberta)	Gregg River Resources Ltd.	te 675 (charbon à coke seulement; stock de charbon de chaufferie accumulé sans préparation) cb 1329 (263 charbon de chaufferie, 1066 charbon à coke	bmv	charbon de chaufferie et charbon à coke	à ciel ouvert	charbon à coke - voie humide charbon de chaufferie - voie humide usine de préparation près de la mine	charbon à coke vers Japon (production de coke); charbon de chaufferie exporté

Tableau 3. (suite)

Nom et emplacement de la mine	Principal propriétaire et compagnie	Production en 1983 ($t \times 10^3$)	Catégorie de charbon	Type de charbon	Type d'exploitation	Type de préparation	Destination du charbon et principales utilisations
Coal Valley Mine, Edson (Alberta)	Luscar Sterco (1977) Ltd.	te 2100 cb à ciel ouvert 3568 souterraine 116 3684	btv	charbon de chaufferie	à ciel ouvert et souterraine (fermée en juin 1983)	voie humide; usine de préparation près de la mine	principalement vers Hydro-Ontario (ct de Lambton et Nanticoke) et aussi vers Japon, Allemagne de l'Ouest, ceinture du Pacifique et à des fins industrielles au Manitoba (Flin Flon)
Obed Marsh Mine, Hinton (Alberta)	Union Oil Company of Canada	début des opérations en 1984	btv	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	voie humide; usine de préparation près de la mine	ceinture du Pacifique et Europe pour production d'électricité
Région 2							
Highvale Mine, Seba Beach (Alberta)	TransAlta Utilities Corp.	te 9597	sb	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	broyage initial à la mine; fragmentation finale par broyage et criblage par voie sèche à la centrale électrique	surtout pour production d'énergie thermique à l'embouchure de la mine (ct de Sundance); aussi expédié vers ct de Keephills près d'Edmonton
Whitewood Mine Wabamun (Alberta)	TransAlta Utilities Corp.	te 1994	sb	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	broyage initial à la mine; fragmentation finale par broyage et criblage par voie sèche à la centrale électrique	production d'énergie thermique à l'embouchure de la mine (ct de Wabamun)

Tableau 3. (suite)

Nom et emplacement de la mine	Principal propriétaire et compagnie	Production en 1983 ($t \times 10^3$)	Catégorie de charbon	Type de charbon	Type d'exploitation	Type de préparation	Destination du charbon et principales utilisations
Diplomat Mine, Forestburg (Alberta)	Forestburg Collieries Ltd.	te 344	sb	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	broyage initial à la mine; fragmentation finale par broyage et criblage par voie sèche à la centrale électrique	surtout pour production d'énergie thermique à l'embouchure de la mine (ct de Battle River); une partie expédiée à la centrale thermique Queen Elizabeth (Saskatoon, Sask.); une partie, vers marchés industriels et intérieurs
Paintearth Mine, Forestburg (Alberta)	Forestburg Collieries Ltd.	te 1272	sb	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	broyage initial à la mine; fragmentation finale par broyage et criblage par voie sèche à la centrale électrique	production d'énergie thermique (ct de Battle River)
Vesta Mine, Halkirk (Alberta)	Manalta Coal Ltd.	te 1129	sb	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	broyage initial à la mine; fragmentation finale par broyage et criblage par voie sèche à la centrale électrique	production d'énergie thermique à l'embouchure de la mine (ct de Battle River)
Montgomery Mine (anciennement Roselyn Mine), Sheerness-Hanna (Alberta)	Manalta Coal Ltd.	te 94	sb	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	en partie, broyage et criblage par voie sèche à la mine	à des fins intérieures locales et pour production d'énergie thermique; aussi à des fins industrielles et une partie expédiée à la ct de Queen Elizabeth (Saskatoon, Sask.)

Tableau 3. (suite)

Nom et emplacement de la mine	Principal propriétaire et compagnie	Production en 1983 (t x 10^3)	Catégorie de charbon	Type de charbon	Type d'exploitation	Type de préparation	Destination du charbon et principales utilisations
Dodds; Pyramid; Egg Lake; North Point; Picardville; Sissons; Pinter-Warburg*	divers	total pour toutes les sept petites mines; te 35	sb et lig	charbon de chaufferie	à ciel ouvert et souterraine (Pyramid Mine)	en partie, broyage et criblage par voie sèche à la mine	surtout pour chauffage domiciliaire avec une partie à des fins industrielles
Région 3							
Poplar River Mine (anciennement Coronach Mine), Coronach (Sask.)	Saskatchewan Power Corp.	te 2334	lig	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	fragmentation initiale à la mine; le reste effectué à la centrale thermique par broyage et criblage par voie sèche	production d'énergie thermique à l'embouchure de la mine (ct de Poplar River)
Boundary Dam Mine, Estevan (Sask.)	Manitoba and Saskatchewan Coal Company Ltd.	te 1202	lig	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	fragmentation initiale à la mine; le reste effectué à la centrale thermique par broyage et criblage par voie sèche	production d'énergie thermique à l'embouchure de la mine (ct de Boundary Dam); une partie expédiée à ct de Brandon (Manitoba)
Costello Mine (anciennement Klimax Mine), Estevan (Sask.)	Manalta Coal Ltd.	te 468	lig	charbon chaufferie	à ciel ouvert	broyage et criblage par voie sèche à la mine	production d'énergie thermique (ct de Boundary Dam) et chauffage domiciliaire local; une partie expédiée, à des fins industrielles, vers la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario

Tableau 3. (fin)

Nom et emplacement de la mine	Principal propriétaire et compagnie	Production en 1983 ($t \times 10^3$)	Catégorie de charbon	Type de charbon	Type d'exploitation	Type de préparation	Destination du charbon et principales utilisations
Souris Valley Mine, Estevan (Sask.)	Saskatchewan Power Corp.	te 144 (mine était fermée durant été de 1983)	lig	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	fragmentation initial à la mine; le reste effectué à la centrale thermique par broyage et criblage par voie sèche à la mine	production d'énergie thermique (ct de Boundary Dam)
Utility Mine, Estevan (Sask.)	Saskatchewan Power Corp.	te 2402	lig	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	fragmentation initiale à la mine; le reste effectué à la centrale thermique par broyage et criblage par voie humide	production d'énergie thermique (ct de Boundary Dam); une partie expédiée à la ct de Selkirk (Man.)
Bienfait Mine, Bienfait (Sask.)	Bienfait Coal Company Ltd.	te 1210	lig	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	broyage et criblage par voie humide à la mine	production d'énergie thermique (ct de Boundary Dam); une partie expédiée à la ct de Brandon (Man.) et à la ct de Thunder Bay (Ont.); production de charbon de bois de lignite pour briquettes de barbecue
Turtle Mountain Mine, Wassewa (Man.)*		te 5	lig	charbon de chaufferie	à ciel ouvert	Aucun	à des fins industrielles locales

Charbon à coke des régions montagneuses

Environ 19.6 millions de tonnes de charbon à vocation sidérurgique ont été produites par les mines des régions montagneuses en 1983. Diverses quantités de charbon à coke oxydé sont extraites dans la région et vendues comme charbon de chaufferie. Même si l'extraction souterraine est réduite dans les mines McIntyre et Coal Valley qui utilisent la méthode par chambres et piliers, et qu'elle est importante à la Michel Mine qui utilise la méthode hydraulique, la majeure partie de la production houillère (environ 93 %) provient de l'exploitation à ciel ouvert. Tout le charbon à coke, incluant les parties oxydées, nécessite la préparation par voie humide.

Charbon de chaufferie des régions montagneuses

Certaines mines des zones montagneuses de la première région produisent un charbon bitumineux à teneur moyenne en matières volatiles qui est utilisé pour la production d'électricité. Approximativement 0.7 million de tonnes ont été produites à ciel ouvert. Il faut un enrichissement minime, surtout pour la réduction de la teneur en cendres et en humidité, pour produire un charbon de chaufferie destiné à l'exportation ou à l'approvisionnement de l'Ontario (Butcher, 1982).

Charbon de chaufferie des avant-monts

En 1983, dans les mines des avant-monts qui utilisent des grues à benne traînante, des chariots et des pelles traditionnels, approximativement 7.4 millions de tonnes de charbon bitumineux à forte teneur en matières volatiles ont été produites surtout pour l'exportation. Une préparation poussée est nécessaire pour réduire la teneur en cendres de ce charbon.

Région 2

La région des plaines de l'Alberta (figure 1) produit surtout du charbon sous-bitumineux de catégorie inférieure servant à la production d'électricité thermique, au chauffage domiciliaire, aux applications industrielles et aux procédés de transformation du charbon comme la gazéification et la liquéfaction. Environ 16.1 millions de tonnes ont été produites à ciel ouvert dans cette région en 1983. La majeure partie du charbon produit a été utilisée, sans préparation, aux centrales thermiques situées à l'embouchure des mines.

Région 3

La région des plaines de la Saskatchewan et du Manitoba (figure 1) renferme du lignite qui est surtout vendu sans préparation aux centrales thermiques de la Saskatchewan et de l'Ontario (Bielenstein et coll., 1979). Approximativement 8.2 millions de tonnes de charbon ont été produites à ciel ouvert en 1983. A l'instar du charbon sous-bitumineux, le lignite est utilisé sans préparation par les centrales thermiques, situées à l'embouchure des mines.

Résumé

Le tableau 4 présente un résumé de la production du charbon de chaufferie et du charbon à coke dans les régions de l'Ouest du Canada.

Tableau 4. Production de charbon de chaufferie et à coke dans l'Ouest du Canada, 1983

Région	Catégorie de charbon	Production approximative de charbon brut (Mt)	Catégorie de charbon	Méthodes d'exploitation	Préparation requise	Utilisation principal
Région 1	Charbon de chaufferie	0.7	bmv	A ciel ouvert	Oui; minimum	Production d'électricité thermique
	Charbon de chaufferie	7.4	btv	A ciel ouvert et souterraine	Oui	Production d'électricité thermique
	Charbon à coke	19.6	bpv et bmv	A ciel ouvert et souterraine	Oui	Production de coke métallurgique
Région 2	Charbon de chaufferie	16.1	sb	A ciel ouvert	Non	Production d'électricité thermique
Région 3	Charbon de chaufferie	8.2	lig	A ciel ouvert	Non	Production d'électricité thermique
Total		52.0				

bmv - bitumineux moyennement volatile
btv - bitumineux très volatile
bpv - bitumineux peu volatile

Sources: Energy Resources Conservation Board (1984); Environnement Canada (rapport inédit, 1984a).

UTILISATION DE L'EAU DANS L'EXPLOITATION HOUILLERE

Les producteurs de charbon de l'Ouest du Canada utilisent actuellement les deux méthodes courantes d'exploitation, soit à ciel ouvert et souterraine, et la première représente environ 98 % de la production houillère totale des ces trois régions. Les paragraphes suivants décrivent ces méthodes et indiquent dans quelle mesure elles utilisent l'eau.

Les données sur l'utilisation de l'eau sont disponibles sous forme de questionnaire auprès de chaque compagnie minière. Les données de ces questionnaires peuvent servir à évaluer la demande totale d'eau dans une installation mais ne peuvent pas servir à évaluer la consommation d'eau. Moins de la moitié des compagnies minières avaient répondu à l'enquête de 1981. L'information qui découle de l'enquête de 1981 a comme référence : Statistique Canada/Environnement Canada (données inédites, 1982). Les données du questionnaire sont colligées conformément à la loi sur les statistiques qui interdit la dissémination des renseignements ou des données relatifs à des enquêtes particulières.

Exploitation en découverte

Deux méthodes générales, l'exploitation à ciel ouvert et l'exploitation par excavateurs, sont utilisées pour extraire le charbon des gisements qui se trouvent près de la surface. L'exploitation à ciel ouvert est utilisée presque exclusivement dans la région des montagnes et des avant-monts où le charbon est généralement extrait de couches qui se trouvent presque à la verticale. L'exploitation par excavateurs convient le mieux à l'extraction du charbon dans les régions des plaines où les couches se trouvent presque à l'horizontale ou ont une inclinaison à peine prononcée. Environ 96 % de la production actuelle de charbon dans la région étudiée sont extraits en découverte, soit 55 % à ciel ouvert et 45 % par excavateurs.

Exploitation à ciel ouvert

Ce qui caractérise surtout l'exploitation à ciel ouvert c'est l'excavation par gradins à parois abruptes et la création d'une ou plusieurs carrières profondes, de formes irrégulières, d'où la couverture de terre et de roches est enlevée et le charbon mis à nu et extrait. L'équipement normalement utilisé pour l'enlèvement de la couverture et l'extraction comprend des pelles mécaniques d'excavation et de chargement, des bulldozers, des chargeuses frontales et des camions à grande capacité de transport.

L'eau n'est pas utilisée au cours de l'extraction, mais elle sert à des fins sanitaires, la suppression de la poussière et l'entretien de l'équipement. Les estimations de l'utilisation sanitaire de l'eau sont fondées sur une donnée théorique de 320 L par jour par personne. Il n'existe que peu ou pas d'information concernant l'utilisation de l'eau seule ou avec d'autres produits pour la suppression des poussières dans les mines de la région étudiée. La fréquence de l'utilisation de l'eau seule dépend principalement des conditions climatiques locales. Selon Techman Engineering Ltd. (1982), l'utilisation quotidienne d'au moins 1.0 L/m^2 serait nécessaire lorsque la température de l'air est au-dessus de 0 °C. L'utilisation d'autres produits réduirait la quantité d'eau requise ainsi que la fréquence d'utilisation.

La quantité d'eau requise pour l'entretien de l'équipement varie selon chaque opération. Les données sur les mines à ciel ouvert de la région d'East Kootenay indiquent qu'environ 4 % du prélèvement annuel total d'eau servent à l'entretien de l'équipement.

L'exploitation à ciel ouvert perturbe énormément la surface du sol. Il faut peut-être de nombreuses années pour remettre en état les carrières abandonnées et les sites d'évacuation des déchets. Les zones où la végétation est rétablie pourront nécessiter à l'avenir davantage d'eau si les précipitations annuelles sont faibles. Il est crucial pour le rétablissement de la végétation qu'il y ait suffisamment d'humidité au moment de la plantation et pendant l'établissement. Ce besoin peut accroître la demande en eau et peut devenir important dans les régions à faibles précipitations.

Exploitation par excavateurs

L'exploitation par excavateurs consiste à enlever la couverture de terre et de roches à diverses profondeurs en vue de mettre à nu les couches qui se trouvent à l'horizontale ou en pentes à peine prononcées et d'en extraire le charbon. Les grues à benne traînante électriques sont les plus couramment utilisées pour excaver la couverture et mettre à nu le charbon. Des pelles mécaniques ou des chargeuses frontales sont normalement utilisées pour charger le charbon fragmenté dans les camions.

L'eau n'est pas utilisée dans ce type d'exploitation, mais elle sert à des fins sanitaires, à la suppression de la poussière et à l'entretien de l'équipement. Les besoins en eau à des fins sanitaires et pour l'entretien de l'équipement sont semblables à ceux des mines à ciel ouvert. Les quantités d'eau nécessaire pour la suppression de la poussière sont beaucoup plus importantes que dans le cas des mines à ciel ouvert pour deux raisons : 1) les travaux d'exploitation par excavateurs se déroulent dans des régions au climat plus sec et 2) les distances de transport et par conséquent les superficies sont beaucoup plus grandes. Selon des estimations, la quantité d'eau utilisée pour la suppression des poussières dans deux mines exploitées par excavateurs en Saskatchewan, atteint de 15 000 à 45 500 m^3 par année (Statistique Canada/Environnement Canada, données inédites, 1982; P.J. Paine, DPI, SPE, comm. pers., 1984). Les deux chiffres représentent approximativement 90 % du prélèvement annuel total d'eau dans ces mines.

Pendant les travaux d'excavation, l'eau s'écoule dans la mine à cause de la fuite des eaux souterraines, du ruissellement et des précipitations directes. En vertu de la «Clean Water Act» et de la «Water Resources Act» de l'Alberta et de la «Mineral Resources Act», de la Saskatchewan, ces eaux usées de mines ne peuvent être déversées dans les réseaux de drainage locaux sans un traitement préalable. En pratique, toutes les eaux qui pénètrent dans la mine sont recueillies et pompées dans des étangs de retenue ou dans d'autres installations de traitement. Même s'il n'y a pas de données actuellement, d'importantes quantités d'eaux sont perdues par l'évaporation des bassins de retenue. Les pertes par infiltration peuvent également être importantes.

La superficie des terres perturbées par l'excavation est plus étendue que lorsqu'on a recours à toute autre méthode d'exploitation minière. La remise en état de ces terres exige le rétablissement de la végétation sur une

grande superficie, ce qui peut perturber les aquifères qui se trouvent près de la surface. Même si l'irrigation n'a pas été pratiquée jusqu'à présent, elle peut, à l'avenir, mettre à contribution les réserves d'eaux souterraines des régions semi-arides du sud de la Saskatchewan et du sud-est de l'Alberta.

Exploitation souterraine

L'exploitation souterraine utilise trois techniques fondamentales : par chambres et piliers, par longwall et par hydraulique. Il n'y a que trois mines souterraines dans la région étudiée, ce qui représente 3.65 % de la production houillère de 1983. Environ la moitié du charbon produit par la McIntyre Mine, située près de Grande Cache en Alberta, provient de l'exploitation par chambres et piliers; la méthode par longwall a d'abord été utilisée, mais elle s'est révélée infructueuse. La Michel Mine de Sparwood en Colombie-Britannique a également utilisé l'exploitation par chambres et piliers, mais la plupart du charbon est maintenant extraite par la méthode hydraulique. La méthode par chambres et piliers a été utilisée pour extraire une petite quantité de charbon du Silkstone Pit de la Coal Valley Mine près d'Edson en Alberta, jusqu'à sa fermeture en juin 1983.

Exploitation par chambres et piliers

Cette méthode consiste à extraire le charbon contenu dans des blocs successivement carrés ou rectangulaires espacés régulièrement dans une couche. Des ouvertures perpendiculaires l'une par rapport à l'autre sont pratiquées dans la couche à partir de laquelle le charbon est extrait, généralement à l'aide de machines, et transporté par des bandes transporteuses.

L'eau n'est pas utilisée dans cette méthode, mais elle sert à des fins sanitaires, à l'entretien de l'équipement et, dans certains cas, à la suppression de la poussière. Les mines de la région étudiée qui utilisent la méthode par chambres et piliers, entassent ou évacuent une quantité négligeable de déchets à la surface.

Exploitation hydraulique

L'exploitation hydraulique utilise de l'eau à haute pression (141 kg/cm^2, ou 2000 psi) pour couper, disloquer, charger et transporter le charbon depuis le front d'abattage jusqu'à l'embouchure de la mine. A l'aide d'une pompe à haute pression et à fort débit, se trouvant près de l'entrée de la mine, l'eau est acheminée jusqu'à un appareil de contrôle au front de taille. L'eau dirigée depuis la base de l'appareil de contrôle coupe le charbon de la voûte et du front de la couche. La bouillie de charbon et d'eau qui coule du front est pompée jusqu'à l'embouchure de la mine. Après déshydratation, le charbon est transporté par camion jusqu'à une usine de préparation et l'eau récupérée est recyclée jusqu'à l'appareil de contrôle.

Ce type d'exploitation permet le recyclage de l'eau à 100 %. Toutefois, il se produit des pertes d'eau par infiltration dans les fractures de la couche de charbon, par évaporation et au cours de la déshydratation. Le débit de l'eau utilisée dans l'exploitation hydraulique de la Michel Mine est d'environ 11.4 m^3/min tandis qu'il faut de 5 % à 10 % d'eau d'appoint (P.J. Paine, DPI, SPE, comm. pers., 1984). L'eau sert également à des fins

sanitaires et à l'entretien de l'équipement comme il a été décrit dans les paragraphes précédents.

La quantité de déchets solides produits par la Michel Mine est négligeable et n'exige que peu ou pas d'évacuation à la surface.

PREPARATION DU CHARBON ET UTILISATION DE L'EAU

La préparation du charbon (également appelée valorisation, nettoyage ou lavage) a pour but principal d'améliorer le charbon en enlevant le soufre inorganique et les cendres. La nature des procédés de préparation utilisés et le degré de préparation requise dépend de l'utilisation finale du charbon.

Tout le charbon à coke et environ 25 % du charbon de chaufferie qui ont été produits en 1983 dans la région étudiée, ont été améliorés dans des usines de préparation par voie humide. Ces usines contiennent divers équipements pour broyer, calibrer et nettoyer le charbon.

L'équipement et les procédés de nettoyage ont recours généralement à la séparation par gravité dans une suspension aqueuse pour faciliter l'enlèvement des matières à densité plus élevée, comme les particules de roches, l'argile et le sable contenus dans le charbon à densité plus légère.

Environ 71 % du charbon de chaufferie produit dans la région étudiée en 1983 ont été broyés et criblés à sec aux centrales électriques thermiques. Egalement 7 % ont été broyés et criblés à sec à la mine même. Une certaine partie du charbon brut peut aussi être pulvérisée et brûlée aux centrales électriques (Blakeman et coll., 1982). Les données sur les méthodes courantes de préparation dans la région étudiée ainsi que sur la préparation régionale du charbon en 1983 sont résumées respectivement dans les tableaux 5 et 6.

Tableau 5. Méthodes de préparation du charbon dans la région étudiée, 1983

Préparation	Charbon de chaufferie	Charbon à coke	Total
Lavé (t)*	7.2 (22)	19.6 (100)	26.8 (52)
Préparation à sec à la mine (t)	2.1 (7)	-	2.1 (4)
Préparation à sec à la centrale électrique (t)	23.1 (71)	-	23.1 (44)
Production totale dans la région étudiée (t)	32.4	19.6	52.0

* Charbon brut, tonnes x 10^6; les chiffres entre parenthèses indiquent la valeur en % par rapport au total.

Tableau 6. Méthodes de préparation du charbon selon la région, 1983

Méthodes	Région 1	Région 2	Région 3
Production totale (10^6 t cb)	27.674	16.1	8.156
Charbon à coke (10^6 t cb)	19.629	-	-
Charbon de chaufferie (10^6 t cb)	8.045	16.1	8.156
Valeurs estimée en % du charbon à coke lavé	100	-	-
Valeur estimée en % du charbon bitumineux de chaufferie lavé	97	-	-
Valeur estimée en % du charbon de chaufferie (sous-bitumineux et lignite), criblage à sec à la centrale électrique	-	>99	78
Valeur estimée en % du charbon de chaufferie (sous-bitumineux et lignite), criblage à sec à la mine	-	<1	22

cb - Charbon brut

En général, la préparation du charbon peut être divisée en procédés physique (mécanique) et chimique. Actuellement, toutes les usines de préparation dans la région étudiée utilisent le nettoyage physique. Les technologies de nettoyage chimique du charbon ne sont ni techniquement ni économiquement faisables actuellement (Paine et Blakeman, 1983).

Le nettoyage physique du charbon peut être divisé en deux procédés, par voie humide et à sec. Ces procédés sont décrits dans les paragraphes suivants et l'accent est mis sur les quantités d'eau prélevées et consommées.

Préparation à sec du charbon

Les techniques de préparation à sec du charbon sont utilisées dans dix usines de préparation de la région étudiée et représentent environ 48 % de la production houillère totale en 1983. Même si une certaine partie du broyage initial et, dans certains cas, le criblage à sec du charbon sous-bitumineux et du lignite sont effectués à la mine, la majeure partie de la fragmentation est faite aux centrales électriques thermiques (tableaux 5 et 6).

La préparation à sec du charbon est habituellement choisie lorsque la séparation par voie liquide ne peut être faite parce que certains charbons ne réagissent pas bien à l'addition d'humidité. Parce que la majeure partie des usines thermiques situées à l'embouchure des mines dans l'Ouest du Canada ont été conçues pour brûler essentiellement le charbon brut, il n'est pas nécessaire, à cause du procédé employé, de «nettoyer» le charbon pour satisfaire aux exigences sévères concernant les cendres (W.B. Blakeman, DPI, SPE, comm. pers., 1984).

Dans une usine de préparation à sec typique, le charbon brut est fragmenté par des concasseurs rotatifs et des broyeurs à cylindres et classé selon le calibre voulu, à l'aide de tamis vibrants. Ces procédés ne nécessitent pas d'eau.

Préparation du charbon par voie humide

Les techniques de préparation du charbon par voie humide sont utilisées dans 12 usines de préparation de la région étudiée et représentent approximativement 52 % de la production totale de charbon en 1983 (tableaux 5 et 6).

En principe, les procédés de préparation par voie humide utilisent le broyage, le criblage et la séparation par densité des fragments de charbon des impuretés dans un milieu aqueux. Le produit calibré et nettoyé est déshydraté et asséché à l'air ou de façon thermique avant l'expédition. L'équipement utilisé dans une usine de préparation dépend en grande partie de la nature du charbon brut et des exigences du consommateur en matière de qualité et de teneur en soufre inorganique et en cendres. L'équipement de broyage comprend des concasseurs rotatifs, des broyeurs à cylindres et des broyeurs à marteaux. Même si aucun de ces équipements n'utilise de l'eau, il en faut quand même une certaine quantité pour supprimer la poussière. Selon le calibre du charbon, le broyage à sec ou par voie humide peut être effectué pour séparer le charbon selon plusieurs calibres avant le nettoyage.

Si un nettoyage supplémentaire est nécessaire, le charbon brut peut être séparé des déchets à l'aide de bacs à pistonnage, de bacs ou de cyclones de séparation à liquide dense. Le pistonnage comprend la stratification du charbon brut dans l'eau par pression d'air qui redispose les particules selon la densité; le charbon le moins dense se déplace vers la partie supérieure de la stratification tandis que les impuretés plus denses se déposent dans le fond. Les deux éléments sont recueillis séparément. Selon Williams (1981), ce sont les bacs à pistonnage qui nécessitent les plus grandes quantités d'eau au cours du procédé de préparation. Les bacs de séparation à liquide dense utilisent une suspension ayant une densité supérieure à celle du charbon, mais inférieure à celle des impuretés à éliminer. Une bouillie d'eau et de magnétite finement broyée est habituellement employée comme suspension épaisse. Des quantités considérables d'eau sont utilisées par le procédé de séparation (Hutton et Gould, 1982). Des cyclones de séparation à liquide dense utilisent également une bouillie d'eau et de magnétite pour séparer le charbon de ses impuretés, mais augmentent la séparation par l'utilisation de la force centrifuge.

Les particules de charbon et des déchets de calibres intermédiaire et fin sont le plus souvent séparées dans des hydrocyclones ou des cellules de flottation par la mousse. Les hydrocyclones ou les cyclones à l'eau augmentent la séparation du charbon et des impuretés par la force centrifuge, mais utilisent l'eau au lieu d'une suspension épaisse. Ce type de procédé exige beaucoup d'eau (Hutton et Gould, 1982). Le procédé de flottation par la mousse tire profit de l'imperméabilité à l'eau ou des propriétés hydrophobes du charbon. Ce procédé permet aux particules fines du charbon de flotter dans une bouillie agitée par l'air, composée de charbon, d'eau et parfois de réactifs chimiques. A mesure qu'elles montent à la surface, elles sont écumées dans la mousse. Ce procédé ne demande pas beaucoup d'eau, même si de l'eau d'appoint est nécessaire pour remplacer celle qui a été perdue au moment de l'enlèvement de la mousse.

Les procédés de nettoyage physique du charbon par voie humide laissent beaucoup d'humidité dans le charbon et un traitement ultérieur est nécessaire pour réduire la teneur en humidité à des concentrations spécifiques. Le charbon produit est mécaniquement déshydraté à l'aide de tamis, d'essoreuses centrifuges et de filtres sous vide. Le séchage à l'air ou thermique peut être effectué par la suite.

La grille courbe est le tamis le plus souvent utilisé pour la déshydratation préliminaire avant le passage du charbon par les tamis vibrants et les centrifuges (Hutton et Gould, 1982). Des essoreuses centrifuges sont utilisées pour déshydrater le charbon soumis à une rotation centrifuge. Les filtres sous vide sont d'autres appareils courants de déshydratation, particulièrement pour les particules de charbon à calibre fin. Dans cette méthode, les matières solides forment un tourteau sur les plaques de filtres qui tournent dans une bouillie de charbon et d'eau. Le charbon déshydraté est enlevé du filtre par des jets d'air. L'eau est utilisée à chacun de ces traitements, mais la consommation est censée être minime.

Un traitement final peut être utilisé pour réduire la teneur en humidité du charbon nettoyé par séchage thermique; dans ce cas, l'humidité de surface est enlevée par le passage d'air chauffé dans un lit mobile de charbon. Ce séchage thermique est généralement assuré par l'emploi de gaz naturel ou de charbon. Cette humidité est rejetée dans l'atmosphère et représente une quantité d'eau qui doit être remplacée ailleurs dans le système. La perte d'eau par évaporation au cours du séchage thermique est estimée à environ 0.12 m^3/t de charbon (Butcher, rapport inédit, 1984). Cette estimation est basée sur une réduction de la teneur en humidité qui passe d'environ 20 % pour le charbon alimenté à environ 8 % pour le charbon asséché.

Aux diverses étapes de la préparation du charbon, les eaux de lavage sont contaminées par des rebuts fins. Afin de préparer ces rebuts fins pour l'évacuation sous forme de résidus et pour assurer une recirculation maximale de l'eau de lavage dans l'usine de préparation, il est nécessaire de séparer les eaux de lavage contaminées des déchets solides. Les rebuts sont pratiquement déshydratés par les mêmes méthodes qui ont été décrites pour la récupération du charbon à calibre fin, c'est-à-dire la déshydratation centrifuge et la filtration. La pièce d'équipement le plus souvent utilisée pour clarifier les eaux de lavage est le clarificateur par gravitation ou l'épaisseur, c'est-à-dire un large bassin circulaire dans lequel les matières

solides tombent dans le fond; de là, elles peuvent être enlevées par des lames râcleuses. L'eau clarifiée est enlevée sous forme de trop-plein et recyclée dans l'usine de préparation. Des réactifs de floculation peuvent être ajoutés dans l'eau du clarificateur pour aider au processus de décantation. Le courant inférieur de l'épaisseur peut être traité une autre fois par le séchage centrifuge et thermique afin d'enlever les particules fines de charbon.

La majorité des usines de préparation situées dans la région étudiée utilisent des étangs de résidus ou des étangs de décantation pour clarifier les eaux usées par la sédimentation des particules fines. Les eaux usées comprennent les eaux de ruissellement de surface, les eaux de ruissellement des amas et les déversements des usines de préparation. Ces étangs perdent des quantités importantes d'eau par évaporation de surface et infiltration dans le sol. Il est possible d'estimer les pertes par évaporation à l'aide des équations hydrologiques traditionnelles. Il est également possible d'estimer les pertes par infiltration, mais il est beaucoup plus difficile de le faire.

Résumé

Selon la composition physique du charbon brut et les normes du marché pour le charbon épuré, chaque usine de préparation peut employer l'un ou l'autre des équipements et des méthodes décrits et peut effectuer la recirculation de l'eau à divers degrés. Par conséquent, il est impossible, à l'échelle de l'industrie, d'indiquer combien d'eau est utilisée en fonction des tonnes de charbon produit (Blakeman, 1980).

Les usines de préparation du charbon peuvent utiliser jusqu'à 10.0 m^3 d'eau par tonne de charbon alimenté (Williams, 1981). Si l'eau n'est ni traitée ni recyclée, ce volume représente une demande nette d'eau douce. Toutefois, en vertu des exigences provinciales pour l'obtention d'un permis, toutes les usines de préparation du charbon dans la région étudiée doivent avoir des installations pour faire recirculer les eaux usées. Toute l'eau de traitement est recyclée à l'intérieur de l'usine, ou dans un système en circuit fermé de retenue des résidus dans l'usine de préparation. Selon Williams (1981), ce procédé permet de réduire la consommation de l'eau de 0.09 à 1.5 m^3/t de charbon d'alimentation. Ce besoin net est indépendant des types de procédés de préparation.

Diverses quantités d'eau sont normalement perdues aux étapes du séchage et au moment de l'expédition du charbon produit, qui a habituellement une teneur en humidité de 6 % à 9 %. L'eau est aussi perdue par infiltration ou évaporation des étangs de retenue des résidus. Il faut par conséquent ajouter à l'eau de traitement de l'eau douce provenant des cours d'eau ou des puits locaux (Blakeman, 1980).

Les six usines de préparation de charbon examinées par Hutton et Gould (1982) aux Etats-Unis avaient besoin de 0.04 à 9.1 m^3/min d'eau d'appoint; les usines plus importantes et plus complexes ont besoin habituellement de plus grandes quantités d'eau que les plus petites et les moins complexes.

A l'intérieur de la région étudiée, il faut généralement deux niveaux ou deux degrés de préparation. Le charbon de chaufferie des montagnes de la

région 1 nécessite généralement peu de préparation. Le charbon à coke des montagnes de la région 1 ainsi que le charbon de chaufferie des avant-monts de la région 1 nécessitent une préparation poussée pour satisfaire aux exigences sévères en matière de cendres. Le charbon de chaufferie des régions 2 et 3 ne nécessite que peu ou pas de préparation.

Il n'est pas possible actuellement ni faisable dans le cadre de cette étude de calculer les quantités d'eau nécessaires et celles qui sont perdues (c'est-à-dire la consommation) à chacune des étapes de la préparation par voie humide du charbon. Il a été possible, toutefois, d'estimer l'utilisation globale de l'eau et de déterminer où se produisent les pertes d'eau.

UTILISATION ACTUELLE DE L'EAU DANS L'INDUSTRIE HOUILLERE

Nous analysons ici les tendances actuelles de l'utilisation de l'eau dans les mines et les usines de préparation de la région étudiées, et nous présentons des estimations des quantités totales d'eau utilisées pour l'exploitation et la préparation du charbon dans chaque région. Nous traitons également des autres besoins en eau créés par les activités connexes de l'industrie houillère et qui ne sont pas compris dans ces estimations.

Utilisation de l'eau dans la région 1

Il y a trois principales régions productrices de charbon et 14 mines en exploitation dans la région 1 (figure 1) :

1) la région de *Wolverine* du nord-est de la Colombie-Britannique
2) la région de *Yellowhead* du centre-ouest de l'Alberta
3) la région *d'East Kootenay* du sud-est de la Colombie-Britannique et du sud-ouest de l'Alberta.

Tout le charbon à coke et de chaufferie subit la préparation par voie humide aux usines mêmes pour satisfaire aux exigences des consommateurs en matière de cendres. La majeure partie de l'eau douce prélevée par les mines sert aux procédés des usines de préparation, aux besoins sanitaires des usines de préparation et des mines, à l'entretien de l'équipement et à la suppression de la poussière. Les eaux usées des usines de préparation sont déversées dans des étangs de résidus et l'eau clarifiée est recirculée dans l'usine ou, en vertu de permis spéciaux de la province de l'Aberta, elles sont déversées dans un milieu récepteur.

Les pertes d'eau des étangs de résidus par évaporation et infiltration peuvent être importantes, même si elles sont difficiles à estimer. L'importance de ces pertes dépend de plusieurs conditions particulières à un site comme la superficie et l'exposition, le climat, la conception du bassin de retenue, les matériaux de construction et les conditions du sol souterrain.

Toute l'eau prélevée à des fins sanitaires, pour l'entretien de l'équipement et la suppression de la poussière peut être considérée comme consommée.

Région de Wolverine

L'exploitation des mines Bullmoose et Quintette de la région Wolverine a commencé à la fin de 1983. Les deux sont exploitées à ciel ouvert et produisent du charbon à coke et de chaufferie.

Selon les estimations, il faut environ 0.4 m^3 d'eau pour produire 1 t de charbon dans l'une ou l'autre des mines[3]. Sur ce nombre, de 60 % à 70 % environ sont perdues par évaporation pendant le séchage thermique et par rétention d'humidité par le charbon produit.

L'eau d'amorçage et d'appoint est tirée des eaux de surface.

Région de Yellowhead

Il existe cinq mines de charbon dans la région de Yellowhead du centre-ouest de l'Alberta, soit les mines Luscar (anciennement la mine Cardinal River), Gregg River, Coal Valley, Obed Marsh (ouverte en 1984) et McIntyre.

Les mines à ciel ouvert Luscar, Gregg River et McIntyre produisent du charbon à coke et cette dernière a également une exploitation souterraine. Le charbon de chaufferie est exploité par excavateurs par les mines Coal Valley et Obed Marsh et à ciel ouvert par la mine Coal Valley. La mine McIntyre met en marché, sous forme de charbon de chaufferie, les premiers rebuts et résidus de l'usine de préparation. Comme il a été indiqué plus tôt, différentes quantités de charbon à coke oxydé sont excavées dans la région et mises en marché sous forme de charbon de chaufferie (par exemple, la mine Gregg River).

Dans cette région, le volume d'eau utilisée varie de 0.33 à 1.85 m^3/t de charbon produit. Un fort pourcentage de cette quantité est perdu par évaporation pendant le séchage thermique et par rétention d'humidité par le charbon produit.

Deux des trois mines, exploitées dans cette région en 1981 utilisaient à 94 % et 96 % de l'eau douce de surface. La troisième mine utilisait à 54 % de l'eau douce souterraine et à 46 % de l'eau de surface (Statistique Canada/Environnement Canada, données inédites, 1982).

Région d'East Kootenay

Il existe six mines de charbon dans la région d'East Kootenay dans le sud-est de la Colombie-Britannique, soit les mines Coal Mountain (anciennement la mine Corbin), Harmer, Michel, Greenhills, Fording River et Line Creek. Le projet de valorisation du charbon à la mine Coleman a été terminé en octobre 1983.

Du charbon de chaufferie est extrait par les mines Coal Mountain, Greenhills et Line Creek et du charbon à coke est produit par les mines Harmer, Greenhills, Fording River et Michel. Du charbon de chaufferie

---

[3] Le calcul des coefficients de l'utilisation de l'eau est présenté au chapitre 5 de la partie A.

bitumineux à teneur moyenne en matières volatiles a été produit par la mine Coleman au cours de la remise en état des vieux dépotoirs de mine.

Dans cette région, le volume d'eau utilisée varie de 0.06 à 0.66 m^3/t de charbon produit. Un fort pourcentage de cette quantité est perdue par évaporation au cours du séchage thermique (sauf dans le cas de la mine Coal Mountain qui n'utilise pas le séchage thermique) et par rétention d'humidité par le charbon produit.

Au cours de 1981, deux mines exploitées dans cette région utilisaient à plus de 95 % de l'eau douce de surface, tandis que les deux autres utilisaient à plus de 95 % de l'eau souterraine. La recirculation de l'eau de traitement, provenant généralement d'un étang de retenue ou de décantation, représentait de 5 à 41 fois le prélèvement total de l'eau (Statistique Canada/Environnement Canada, données inédites, 1982). Une mine n'a pas répondu au questionnaire de 1981 sur l'utilisation de l'eau et les mines Greenhills et Line Creek n'étaient pas encore exploitées.

Utilisation de l'eau dans la région 2

Il y a deux principales régions productrices de charbon et six mines en exploitation dans la région 2 (figure 1) : la région de Lake Wabamun à l'ouest d'Edmonton et la région de Forestburg/Halkirk au sud-est d'Edmonton. Du charbon de chaufferie est extrait par excavateurs dans la région de Lake Wabamun, par la mine Highvale, près de Seba Beach, et par la mine Whitewood, près de Wabamun. Dans la région de Forestburg/Halkirk, le charbon de chaufferie est extrait par excavateurs par les mines Paintearth et Diplomat, près de Forestburg, par la mine Vesta, près de Halkirk, et par la mine Montgomery (anciennement mine Roselyn), près de Sheerness.

Une certaine partie du broyage initial du charbon extrait dans la région est faite par chaque mine, mais la majeure partie du calibrage final est réalisée par les quatre centrales électriques thermiques réceptrices, soit Sundance, Keephills, Wabamun et Battle River.

La préparation à sec ou le broyage et le criblage du charbon ne nécessitent pas l'utilisation directe de l'eau. Toutes les mines et les usines de préparation utilisent principalement de l'eau douce à des fins sanitaires, pour la suppression de la poussière et l'entretien de l'équipement. Toute l'eau prélevée doit être considérée comme consommée.

Selon les estimations, le volume d'eau utilisée est d'environ 0.01 m^3/t de charbon produit par toutes les mines de la région. La suppression de la poussière peut exiger jusqu'à 90 % de l'eau utilisée, particulièrement dans les mines situées plus au sud.

Aucune des mines en exploitation dans la région 2 n'a répondu au questionnaire sur l'utilisation de l'eau en 1981. Toutefois, Statistique Canada et Environnement Canada (données inédites, 1982) estiment que 90 % de l'eau douce proviennent de sources d'approvisionnement de surface.

Utilisation de l'eau dans la région 3

Le charbon de chaufferie est exploité par excavateurs par six mines de la région 3. Les mines Bienfait, Boundary Dam, Costello (anciennement mine

Klimax), Souris Valley et Utility sont situées dans le voisinage d'Estevan. La mine Poplar River (anciennenent mine Coronach) se trouve près de Coronach, à environ 150 km à l'ouest d'Estevan (figure 1).

Le broyage préliminaire du charbon extrait dans la région est effectué par chaque mine. Même si les mines Bienfait et Costello peuvent effectuer en outre le calibrage, la majeure partie de la fragmentation finale est réalisée par deux centrales électriques thermiques réceptrices, soit Poplar River et Boundary Dam.

Comme dans le cas de la région 2, la préparation du charbon extrait n'exige pas d'eau, mais toutes les mines s'en servent à des fins sanitaires, pour la suppression de la poussière et l'entretien de l'équipement. Toute l'eau prélevée peut être considérée comme consommée.

Selon les estimations, le volume d'eau utilisée par toutes les mines est de 0.01 m^3/t de charbon produit. Selon les informations obtenues par le questionnaire sur l'utilisation de l'eau de 1981, environ 90 % de toute l'eau prélevée ont servi à la suppression de la poussière et les autres 10 % à des fins sanitaires (Statistique Canada/Environnement Canada, données inédites, 1982). Les données sur l'utilisation de l'eau pour l'entretien de l'équipement n'ont été ni fournies ni estimées.

Les mines situées près d'Estevan utilisaient à environ 90 % de l'eau douce de surface et retiraient les autres 10 % d'aqueducs publics (Statistique Canada/Environnement Canada, données inédites, 1982). La mine Poplar River utilisait de l'eau souterraine.

Le gisement de charbon de la mine Poplar River est situé en fait sur un aquifère. L'assèchement de la région minière, au cours de 1983, a permis de prélever approximativement 22 420 m^3 d'eau par jour (P.J. Paine, DPI, SPE, comm. pers., 1984). Une grande partie de cette eau est déversée directement dans le réseau de surface, tandis qu'une partie moins importante est pompée dans des étangs de décantation avant le déversement. Ce procédé d'assèchement accroît le potentiel des pertes par évaporation et infiltration.

Utilisation de l'eau dans toutes les régions

Les estimations du volume total d'eau utilisée pour l'exploitation et la préparation du charbon de la région étudiée, pour l'année 1983, sont présentées au tableau 7. Ces estimations sont fondées principalement sur les réponses de chacune des compagnies d'exploitation houillère au questionnaire sur l'utilisation de l'eau de Statistique Canada et Environnement Canada.

L'utilisation de l'eau par les agglomérations situées près des exploitations houillères et pour les travaux d'assèchement des mines, n'a pas été comprise dans les questionnaires. Ces besoins supplémentaires en eau sont présentés dans la section suivante.

Les usines de préparation par voie humide du charbon de chaufferie et à coke de la région 1, au cours de 1983, ont été les plus importants utilisateurs d'eau dans la région étudiée. La production de charbon dans la région 1 représentait 47 % de la production totale de la région étudiée, mais exigeait plus de 90 % de toute l'eau utilisée. Comme la préparation par voie

Tableau 7. Production houillère et estimation de l'utilisation de l'eau par région, 1983

Région	Volume total d'eau utilisée (m^3)	Production totale de charbon (épuré ou expédié tel quel (10^6 t)
Région 1	12 317 760	19.641
Région 2	144 300	14.43
Région 3	77 550	7.755
	12 539 610	41 826

humide n'est pas actuellement effectuée dans les régions 2 et 3, l'utilisation de l'eau est minime.

Les réseaux actuellement utilisés par les usines de préparation de la région 1, varient des réseaux partiellement ouverts, où l'eau est prélevée en quantités importantes et n'est recyclée et conservée dans l'usine qu'au minimum, à des réseaux (fermés) de recyclage pratiquement complet, où la quantité d'eau d'appoint et celle de l'eau produite par le procédé sont minimes. C'est ainsi que le volume d'eau requis varie de 0.06 à 1.85 m^3 par tonne de charbon produit.

Besoins supplémentaires en eau

Les données, fournies par les questionnaires de chacune des compagnies houillères, portent sur l'utilisation de l'eau pour l'extraction et la préparation, les services sanitaires, la suppression de la poussière et l'entretien de l'équipement, mais ne donnent aucune indication sur les besoins supplémentaires en eau des agglomérations situées près des exploitations houillres[4] ni sur les prélèvements pour les travaux d'assèchement des mines.

Les besoins en eau des municipalités situées près des exploitations minières n'ont pas été examinés dans ce rapport. Actuellement, il existe peu d'agglomérations situées près des exploitations houillères dans la région étudiée, mais de nouveaux aménagements dans des régions éloignées, comme dans le nord-est de la Colombie-Britannique, donneront lieu à la construction de nouvelles agglomérations dont les besoins en eau pourraient être importants.

Selon les estimations, l'assèchement d'une mine destiné à faciliter le travail d'extraction peut exiger le prélèvement d'environ 0.6 m^3 d'eau

[4] Les agglomérations situées près des exploitations houillères peuvent être considérées comme des municipalités aménagées uniquement pour assurer les approvisionnements, les services et le logement aux employés des mines et des usines de préparation et à leurs familles.

souterraine par tonne de charbon extrait. Cette estimation est fondée sur la mine Poplar River en Saskatchewan et peut être un cas extrême puisque la mine est située dans un aquifère. L'eau prélevée de la mine Poplar River est déversée directement dans un réseau local d'eaux de surface.

Les futurs travaux d'assèchement peuvent non seulement perturber les régimes locaux d'eaux souterraines, mais également entraîner des pertes d'eau importantes par évaporation et infiltration, si cette eau est déversée dans un étang pour quelque raison que ce soit ou pendant une période prolongée. On estime que pour assécher la mine Poplar River, il faut en retirer environ 22 420 m^3 d'eau par jour et l'assèchement de la mine Monkman envisagée par Pétro Canada, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, peut nécessiter le retrait de 52 000 m^3 d'eau par jour. Les effets de ce type d'assèchement sont étudiés dans la Partie B.

La remise en état des terres exploitées à ciel ouvert dans la région étudiée est rigoureusement réglementée, particulièrement dans les régions des plaines (2 et 3) où l'exploitation par excavateurs a provoqué, dans le passé, une dégradation considérable de la surface des sols. L'irrigation n'a été pratiquée dans aucune des régions. A l'avenir, toutefois, pour restaurer la couverture végétale sur les terres remises en état, il faudra peut-être avoir recours à l'irrigation, particulièrement dans les régions où les précipitations ou la teneur en humidité du sol sont insuffisantes pour assurer la croissance de la végétation.

Utilisation de l'eau dans les autres secteurs de l'économie

L'eau est un élément essentiel pour le développement social et économique. Elle est particulièrement importante pour les économies fondées sur les ressources des trois zones houillères de la région étudiée. Les secteurs économiques les plus rentables de la région étudiée sont l'agriculture, l'extraction de minerais et de combustibles, les produits forestiers et la production d'énergie thermique et hydro-électrique. Ces activités comptent énormément sur un approvisionnement fiable en eau.

La demande en eau dans chaque région par tous les utilisateurs et par l'industrie houillère est présentée au tableau 8. L'eau est prélevée pour certaines utilisations (par exemple irrigation et fabrication) et utilisée sur place pour d'autres usages (par exemple hydro-électricité, poisson et faune, navigation).

REGION 1

Les activités actuelles d'exploitation et de préparation du charbon dans cette région sont concentrées dans trois régions (figure 1) :

1) la région d'East Kootenay, située à Sparwood au sud-est de la Colombie-Britannique
2) la région de Yellowhead dans le centre-ouest de l'Alberta
3) la région de Wolverine au nord-est de la Colombie-Britannique.

Les trois régions sont relativement peu développées et comptent une population disséminée. Les eaux de surface et souterraines sont considérables et les besoins actuels des autres secteurs sont faibles. Les principaux utilisateurs sont une centrale hydro-électrique, l'industrie forestière, les loisirs, le poisson et la faune et l'extraction de minerais et de combustibles. L'exploitation et la préparation du charbon exigent environ un quart de toute l'eau prélevée dans la région.

REGION 2

Les activités actuelles d'exploitation et de préparation du charbon dans la région sont concentrées dans la zone de Lake Wabamun, située à environ 70 km à l'ouest d'Edmonton, et dans la région de Forestburg/Halkirk, située à environ 130 km au sud-est d'Edmonton (figure 1). Les deux zones se trouvent dans la région très populeuse et très développée du centre de l'Alberta. Dans cette région, l'eau est surtout utilisée pour l'agriculture, les municipalités, les loisirs et l'industrie ainsi que pour la production d'énergie thermique, la fabrication, et l'extraction de minerais et d'hydrocarbures.

Tableau 8. Demande en eau par région, 1981 (millions de mètres cubes par année)

Région	Tous les utilisateurs		Exploitation et préparation du charbon		Pourcentage du charbon par rapport à l'ensemble des utilisateurs	
	Prélèvement	Consommation	Prélèvement	Consommation	Prélèvement	Consommation
Région 1	44.58	13.34	10.58	Inconnue	23.7	Inconnue
Région 2	4000	2600	0.07	Inconnue	<0.05	Inconnue
Région 3	725	690	0.04	Inconnue	<0.05	Inconnue

Sources: Environnement Canada (rapport inédit, 1983); Hess (1986).

Les ressources en eau de surface et souterraine sont plus que suffisantes pour la demande actuelle. Même si les activités d'exploitation et de préparation du charbon exigent moins de 1 % de l'eau prélevée et consommée, il peut y avoir ici ou là des difficultés d'approvisionnement en eau. Dans la région de Lake Wabamun, il existe au moins quatre principaux utilisateurs d'eau : l'agriculture, la production d'énergie thermique, les loisirs et l'exploitation houillère. En raison du développement continuel de cette région, il faut soigneusement étudier la planification et la gestion de l'eau.

REGION 3

Les activités actuelles d'exploitation et de préparation du charbon dans cette région sont concentrées le long des parties centre-sud et sud-est de la Saskatchewan, une région rurale où il y a peu d'établissements et dont la population est en voie de réduction. Comme elle appartient à la partie sud du bassin Saskatchewan-Nelson, cette région est semi-aride et manque d'eau. Elle possède quelques réservoirs naturels d'eaux souterraines et connaît des cycles d'années humides suivies d'années sèches (Prairie Provinces Water Board, rapport inédit, 1984).

Les activités d'exploitation et de préparation du charbon exigent moins de 1 % de l'eau prélevée et consommée dans la région.

Lorsque l'on compare la consommation aux réserves disponibles des principaux sous-bassins du sud de la Saskatchewan, l'on peut dire que les sous-bassins Qu'Appelle, Souris et Saskatchewan Sud «manquent d'eau»[5]. En outre, un certain nombre de petits cours d'eau comme la rivière Poplar sont soumis a une «demande accumulée»[6] d'eau (Prairie Provinces Water Board, rapport inédit, 1984).

Les réserves d'eau restreintes et variables dans les régions où a lieu l'exploitation houillère entraînent des conflits entre les autres utilisateurs, comme l'agriculture, l'industrie, l'extraction de minerais et d'hydrocarbures et la production d'énergie thermique.

---

[5] Selon la Prairie Provinces Water Board (rapport inédit, 1984), la pénurie d'eau se produit dans un bassin lorsque la consommation dépasse 50 % soit de la réserve moyenne des années de sécheresse de 1976-1977 soit la plus faible réserve annuelle relevée.

[6] Prairie Provinces Water Board (rapport inédit, 1984) utilise l'expression «demande accumulée» d'eau pour désigner les bassins des provinces des Prairies qui ont fait face au partage et au rationnement de l'eau depuis de nombreuses années; si l'eau provenant d'autres sources est détournée vers ces bassins, la demande accumulée entraîne une plus grande utilisation de cette eau.

Nouvelles technologies et demande en eau

L'élaboration de nouveaux procédés de préparation, de transformation, de combustion et de transport du charbon et leur application probable ainsi que la demande en eau qui en résultera doivent être prises en considération lorsqu'il s'agit d'étudier la répercussion de ces procédés sur la demande globale en eau d'une région donnée.

Ce chapitre résume les caractéristiques de quatre nouvelles technologies, en faisant le point sur leur état actuel et en indiquant dans quelle mesure et à quels endroits il y a des chances qu'elles soient adoptées. Il s'agit des technologies suivantes ;

1) hydrocarboducs
2) désulfuration du gaz brûlé
3) préparation perfectionnée du charbon
4) transformation du charbon (liquéfaction et gazéification).

HYDROCARBODUCS

Le charbon est transporté par train, camion et convoyeur. Le transport du charbon sur de brèves distances, par exemple depuis la mine jusqu'à une usine de préparation ou de la mine et de l'usine de préparation jusqu'à une centrale électrique thermique, est effectué surtout par des camions ayant une grande capacité de transport. Les convoyeurs sont traditionnellement utilisés pour transporter le charbon brut sur des distances maximales de 13 km comme c'est le cas pour les mines Quintette, Bullmoose, Harmer et Greenhills.

Le transport du charbon sur de grandes distances depuis les mines et les usines de préparation jusqu'aux marchés intérieurs et aux terminaux houillers pour le transbordement vers les marchés d'exportation, se fait par train.

Une autre méthode pour les distances longues et brèves, consiste à utiliser des hydrocarboducs dans lesquels le charbon est pompé sous forme de suspension dans l'eau ou dans une autre solution comme le méthanol. Même si des liquides comme le pétrole brut, le méthanol et le dioxyde de carbone liquide ont été considérés comme pouvant servir de milieux de transport, l'eau demeure le meilleur moyen de transporter le charbon en suspension (Wasp, 1983).

Un hydrocarboduc nécessite une usine de préparation, une ou des stations de pompage et des installations de déshydratation et de clarification de l'eau au point de déversement. La quantité d'eau nécessaire pour un hydrocarboduc est d'environ 0.9 à 1.0 m^3/t de charbon transporté. La bouillie serait composée d'environ 50 % de charbon et de 50 % d'eau au poids.

Il a été suggéré d'utiliser des tuyaux de retour pour recycler l'eau, cependant les diverses propositions soumises à ce sujet n'ont pas semblé économiquement rentables. Toutefois, d'autres propositions ont été faites pour réutiliser les eaux usées de la bouillie de charbon, une fois récupérées et traitées, notamment pour l'irrigation agricole et le refroidissement des centrales thermiques (Techman Engineering Ltd., 1983). Si cette réutilisation des eaux usées se révélait pratiquable, la consommation d'eau par les hydrocarboducs, qui s'étendent sur toute la longueur d'un même bassin hydrographique, serait réduite.

Selon Techman Engineering Ltd. (1983), deux hydrocarboducs de longues distances ont été proposés pour le transport du charbon depuis la région de Yellowhead du centre-ouest de l'Alberta jusqu'aux ports de la côte de la Colombie-Britannique d'où il serait exporté vers les pays de la ceinture du Pacifique, principalement le Japon, ce sont :

1) L'étude de faisabilité des hydrocarboducs (Fluor Canada Ltd., 1981) qui représente l'étude définitive la plus récente sur le sujet, examine un hydrocarboduc qui transporterait de 10.2 à 18.2 millions de tonnes de charbon de chaufferie par année (estimation minimale et estimation maximale, respectivement) depuis Hinton en Alberta jusqu'à Kitimat en Colombie-Britannique, soit sur une distance de 1016 km. Si une bouillie composée d'eau et de charbon en proportion égale au poids était utilisée, il faudrait environ 10.2 à 18.2 millions de mètres cubes d'eau par année. L'eau serait prise dans la rivière Athabasca, le seul cours d'eau de la région qui est capable de fournir cette quantité. L'eau serait prélevée dans les deux cas (estimations minimale et maximale) de façon continuelle. Le débit annuel moyen de la rivière serait réduit de 0.17 % dans le cas de l'estimation minimale (0.3 % dans le cas de l'estimation maximale) ou le débit moyen mensuel le plus bas serait réduit de 1 % pour l'estimation minimale (1.85 % pour l'estimation maximale). Ces prélèvements ne sont pas considérés comme suffisamment importants pour perturber la configuration d'écoulement de la rivière et nuire aux utilisateurs en aval. Le tableau 9 présente les estimations minimales et maximales des besoins en eau de l'hydrocarboduc reliant Hinton et Kitimat.

2) L'hydrocarboduc envisagé par le Coal West transporterait environ 10 millions de tonnes de charbon de chaufferie par année de la région de Coalspur en Alberta jusqu'à la côte de la Colombie-Britannique, soit sur une distance de 1040 km. Dans l'hypothèse que la bouillie contiendrait une proportion égale de charbon et d'eau au poids, il faudrait environ 10 millions de mètres cubes d'eau par année. Celle-ci serait prise dans la rivière McLeod au cours des périodes de débit de pointe tandis qu'une réserve de six mois serait maintenue dans un étang de retenue.

Pour les besoins de cette étude, on suppose qu'un hydrocarboduc sera mis en service dans la région 1 sous les scénarios de production moyenne et élevée. L'utilisation d'eau atteindra 10.5 millions de mètres cubes par année pour le scénario de production moyenne et 18.7 millions de mètres cubes par année pour le scénario de production élevée.

Même s'il ne s'agit pas d'un hydrocarboduc, l'oléoduc Trans Mountain qui transporte actuellement du pétrole d'Edmonton à Vancouver, soulève un intérêt considérable puisqu'il pourrait transporter en discontinu à la fois du

Tableau 9. Besoins en eau de l'hydrocarboduc reliant Hinton et Kitimat

	Estimation minimale	Estimation maximale
Capacité de transport de charbon (t/a)	10.2×10^6	18.2×10^6
Longueur de l'hydrocarboduc (km)	1016	1016
Vitesse de la bouillie (m/s)	1.83	1.83
Temps de parcours dans l'hydrocarboduc* (d)	6.43	6.43
Besoins en eau pour une exploitation normale (m^3/a)	10.2×10^6	18.2×10^6
Débit de chasse (m^3/d)	45 216	80 640
Volume total de chasse † (m^3)	0.29×10^6	0.52×10^6
Volume partiel de chasse ‡ (m^3)	Variable	Variable
Besoin minimum en eau § (m^3/a)	10.2×10^6	18.2×10^6
Besoin maximum en eau § (m^3/a)	10.5×10^6	18.7×10^6

* Temps de parcours dans l'hydrocarboduc = longueur de l'hydrocarboduc/vitesse de la bouillie.

† Le volume total de chasse est applicable seulement au moment de la mise hors service de l'hydrocarboduc lorsque celui-ci est vidé dans toute sa longueur. C'est le produit du débit de chasse et du temps de parcours dans l'hydrocarboduc. En pratique, ce volume d'eau est utilisé une seule fois au moment de la mise hors service.

‡ Le volume partiel de chasse est applicable à toute partie de l'hydrocarboduc qui doit être vidée. Il dépend de la distance en cause et du temps pendant lequel la chasse se produit. En pratique, ce volume d'eau peut être utilisé fréquemment, selon l'exploitation de l'hydrocarboduc.

§ Dans ce cas le volume de chasse partiel est exclu.

pétrole brut et de la bouillie de charbon. A son arrivée à Vancouver, la bouillie de charbon serait pompée directement dans des bateaux-citernes pour être transportée ensuite jusqu'aux pays de la ceinture du Pacifique.

Puisque des études environnementales et socio-économiques sont actuellement faites pour savoir si l'oléoduc Trans Mountain peut se prêter à ce double usage, il est impossible actuellement de dire si cette méthode sera acceptée. Un rapport de Monenco Consultants Ltd. (1985) a examiné et déterminé la faisabilité technique préliminaire ainsi que les problèmes socio-économiques et environnementaux relatifs à l'utilisation de l'oléoduc Trans Mountain pour le transport en discontinu du pétrole brut et de la bouillie de charbon. Des scénarios de 2 et 5 millions de tonnes par année ont été envisagés. Le rapport conclut que d'un point de vue technique, le transport en discontinu de la bouillie de charbon dans les oléoducs actuels est faisable, même s'il faudra, dans le cas des deux scénarios, une forte pression en raison de la densité élevée de la bouillie de charbon (75 % de

charbon au poids) et de la vitesse de l'écoulement destinée à maintenir le liquide en mouvement. D'un point de vue socio-économique, les principales activités relatives à la construction et à l'exploitation d'un hydrocarboduc sont réduites puisque l'oléoduc existe déjà. Les seules installations supplémentaires nécessaires sont d'autres stations de pompage. Les principales répercussions, selon les prévisions, se feront sentir dans les villes de Hinton et d'Edson, puisqu'il y aura augmentation de la production houillère et de la préparation de bouillie.

L'un des principaux problèmes environnementaux, soit la perturbation du milieu pendant la construction, est éliminé si l'oléoduc Trans Mountain est utilisé. On s'inquiète, toutefois, des déversements de bouillie de charbon qui pourraient survenir et de la répercussion des fines de charbon sur les milieux terrestres et aquatiques.

On aura besoin de moins d'eau pour la préparation de la bouillie ainsi que pour la déshydratation au terminal si une bouillie à plus forte densité est utilisée. Comme la bouillie est destinée à l'exportation, toutefois, cette eau peut être considérée comme perdue pour la région d'où elle provient. Les estimations des besoins en eau pour les scénarios des 2 et 5 millions de tonnes par année sont résumées au tableau 10.

Tableau 10. Estimations des besoins en eau pour l'oléoduc Trans Mountain

	Scénarios	
	Estimation minimale	Estimation maximale
Capacité de transport de charbon (t/a)	2×10^6	5×10^6
Longueur de l'hydrocarboduc (km)	1146	1146
Vitesse de la bouillie (m/s)	1.4-1.6	1.4-1.6
Temps de parcours dans l'hydrocarboduc* (d)	9.5-8.3	9.5-8.3
Concentration de la bouillie (%)	60 (moins élevé) 75 (plus élevé)	60 (moins élevé) 75 (plus élevé)
Besoins en eau pour une exploitation normale† (m^3/a)	0.8×10^6 (plus élevé) 0.5×10^6 (moins élevé)	2.0×10^6 (plus élevé) 1.25×10^6 (moins élevé)
Volume total de chasse‡ (m^3/a)	334 632	334 632
Volume partiel de chasse (m^3/a)	Variable	Variable
Besoin minimum en eau (m^3/a)	0.83×10^6	1.58×10^6
Besoin maximum en eau (m^3/a)	1.13×10^6	2.33×10^6

* Temps de parcours dans l'hydrocarboduc = longueur de l'hydrocarboduc/vitesse de la bouillie.
† D'après les concentrations de la bouillie de charbon de 60 % et 75 %.
‡ Dans l'hypothèse d'une chasse par année.

DESULFURATION DU GAZ BRULE

La désulfuration du gaz brûlé est un procédé destiné à éliminer les oxydes de soufre (SO_x) contenus dans les gaz brûlés de cheminée des centrales thermiques au charbon, en vue de contrôler et de limiter les émissions de gaz acides. Le procédé est fondé sur la solubilité des oxydes de soufre dans l'eau ou dans une solution alcaline comme l'oxyde de calcium (CaO). En principe, les gaz brûlés passent dans des «épurateurs» contenant une buée alcaline. Le produit est un sulfate de calcium ($CaSO_4$) qui, selon la qualité, peut être déshydraté et vendu sous forme de gypse.

La désulfuration du gaz brûlé n'est pas une phase de l'extraction et de la préparation du charbon, mais elle peut jouer un rôle significatif dans la production future d'énergie thermique à l'embouchure des mines. La désulfuration du gaz brûlé utilise de l'eau en relation avec la consommation de charbon et comme telle, elle pourrait imposer une contrainte sur l'exploitation houillère dans des régions particulières.

Les besoins totaux en eau pour la désulfuration du gaz brûlé en l'an 2000 dépendront des normes d'émission imposées pour le dioxyde de soufre et de la teneur moyenne en soufre des charbons brûlés. Si les normes d'émission au Canada sont semblables à celles des Etats-Unis, les gaz des cheminées des centrales thermiques qui utilisent le charbon sous-bitumineux de l'Ouest du Canada, ne devront vraisemblablement pas subir de désulfuration en raison de la faible teneur en soufre (0.3 % à 0.8 % de soufre). Toutefois, les industries ou les centrales électriques alimentées par le rebut de charbon bitumineux ou certains lignites de la Colombie-Britannique devront probablement désulfurer le gaz brûlé. Dans le cas de Kootenay, en Colombie-Britannique, une centrale de 600 MW alimentée aux rebuts de charbon devait être exploitée, selon un projet, dans la région étudiée, mais sa construction a été remise à plus tard. On suppose qu'il existera en l'an 2000 dans la région étudiée des centrales électriques qui, semblables à celles d'aujourd'hui, n'utiliseront pas les procédés de désulfuration de gaz brûlé.

Les procédés de désulfuration du gaz brûlé qui sont actuellement utilisés à l'extérieur du Canada nécessitent de grandes quantités d'eau, surtout pour le lavage des gaz de combustion. Un système de désulfuration du gaz brûlé par voie humide, installé dans une centrale thermique de 600 MW, nécessiterait le prélèvement et la consommation d'environ 810 000 m^3 d'eau par année ou 0.27 m^3/t de charbon alimenté. L'alimentation annuelle totale à la centrale serait d'environ 3.0 millions de tonnes de rebuts de charbon bitumineux ayant un pouvoir calorifique de 12 558 J/g, une concentration de soufre de 0.8 % et une teneur en humidité de 35 % (Environnement Canada, rapport inédit, 1983).

PREPARATION PERFECTIONNEE DE CHARBON

Les usines de préparation du charbon au Canada ont recours à des procédés établis de nettoyage physique et mécanique afin de réduire la teneur en soufre et en cendres. Ces procédés, qui exigent des opérations comme le broyage, le criblage, la flottation et la séparation à liquide dense ont été décrits. Pour éliminer davantage de soufre inorganique et organique et de

cendres contenus dans le charbon, à mesure que les règlements environnementaux deviennent plus sévères, il est nécessaire de mettre au point des procédés plus efficaces de nettoyage du charbon. Les programmes actuels de recherches ont donc pour objectifs de perfectionner les procédés actuels de nettoyage physique, chimique et biologique et d'en étudier de nouveaux capables d'éliminer de plus grandes quantités de soufre et de cendrés que ne peut le faire la technologie actuelle.

La préparation perfectionnée du charbon pourrait comprendre les technologies suivantes de nettoyage du charbon :

1) nettoyage physique du charbon
2) nettoyage chimique du charbon
3) nettoyage biologique du charbon.

Nettoyage physique du charbon

Les procédés actuels de nettoyage du charbon tirent partie principalement des différences physiques entre le charbon, la pyrite et les minerais produisant des cendres. Selon les prévisions, le nettoyage traditionnel du charbon, dans sa forme actuelle, sera toujours en vigueur en 1990 et en l'an 2000.

Il est également raisonnable de penser que les opérations seront de plus en plus perfectionnées de manière à réduire peut-être la consommation d'eau pour une capacité identique ou accrue de production houillère. L'amélioration des méthodes de conservation et de recyclage de l'eau des usines de préparation peut résulter directement de l'augmentation de la demande en eau à cause de la concurrence des autres secteurs (industrie, agriculture, urbanisation).

Les nouvelles technologies de nettoyage physique du charbon qui peuvent servir de complément aux procédés traditionnels de nettoyage du charbon ou, dans certains cas, les remplacer sont :

a) l'agglomération de pétrole
b) l'agglomération sphérique - adsorption bactérienne
c) la séparation magnétique à gradient élevé
d) le nettoyage électrostatique du charbon.

De tous ces procédés, seul le nettoyage électrostatique du charbon a fait l'objet d'essais à la centrale thermique Picway, à Columbus en Ohio. Comme ce procédé traite du charbon pulvérulent, il n'utilise pas d'eau.

C'est en 1990 que devrait commencer l'agglomération du pétrole, utilisée surtout pour la récupération des fines de charbon dans les procédés traditionnels de nettoyage par flottation (P.J. Paine, DPI, SPE, comm. pers., 1985). Les autres procédés sont actuellement à l'étape de mise au point en laboratoire et, selon les prévisions, ne seront pas utilisés en 1990.

En l'an 2000, d'autres perfectionnements pourraient être apportés aux technologies de l'agglomération sphérique - adsorption bactérienne et de la séparation magnétique à gradient élevé.

Nettoyage chimique du charbon

Le nettoyage chimique du charbon élimine le soufre inorganique et organique sous toutes ses formes à l'aide de réactions d'oxydation en présence d'air, d'oxygène ou d'oxydants chimiques ou par réactions de déplacement par l'utilisation d'hydroxyde de sodium ou de calcium afin de réduire le soufre sous toutes ses formes. Toutes les réactions sont provoquées dans une suspension aqueuse, mais comme la plupart de ces procédés font toujours l'objet de recherches en laboratoire et que les taux de consommation sont faibles (Morrison, 1982), les chiffres sur l'utilisation de l'eau ne sont pas disponibles. Pour des motifs d'ordre technique et de rentabilité, le nettoyage chimique du charbon ne devrait pas être praticable avant 1990.

Nettoyage biologique du charbon

Les procédés de nettoyage biologique du charbon utilisent des bactéries *Thiobacillus thiooxidans* et les espèces thermophiles *Sulfolobus acidocaldarius* pour éliminer le soufre inorganique contenu dans les charbons par l'oxydation biologique de la pyrite en sulfate. Le soufre organique n'est pas éliminé (Detz et Barvinchak, 1979). Ces procédés peuvent nettoyer une bouillie ayant un rapport poids/poids de 20 % (limite supérieure) et peuvent éliminer le soufre pyriteux dans une proportion de 90 % à 95 %. Pour une usine qui traite 8000 t/jour de bouillie ayant un rapport poids/poids de 20 %, le besoin *estimatif* en eau est de 40.0 x 10^6 L/jour. Toutefois, jusqu'à 98 % de cette eau de traitement sont recyclés dans l'usine tandis qu'il faut de l'eau d'appoint uniquement pour remplacer l'humidité perdue du charbon produit.

Les procédés de nettoyage biologique du charbon sont toujours à l'étape expérimentale au Canada et aux Etats-Unis et ne devraient pas être praticables en 1990 dans la région étudiée.

TRANSFORMATION DU CHARBON

La technologie fondamentale de transformation du charbon en gaz liquéfié et en combustible liquide de synthèse est utilisée depuis le début des années 1920. Après avoir été éclipsées, en raison d'une période d'abondance de réserves de pétrole et de gaz naturel et aussi à cause de l'utilisation de l'énergie nucléaire, les technologies de liquéfaction et de gazéification du charbon font à nouveau l'objet d'attention.

Liquéfaction du charbon

La transformation du charbon en combustibles liquides est réalisée par l'augmentation de la teneur en hydrogène du charbon et peut être accomplie directement par l'hydrogénation Bergius ou indirectement par l'hydrogénation Fischer-Tropsch.

Liquéfaction directe

Le procédé synthoil, mis au point aux Etats-Unis, est l'un des nombreux procédés de liquéfaction directe et servira de modèle pour l'estimation des besoins en eau. Les principaux éléments du procédé synthoil

comprennent le contact d'une bouillie de charbon alimentée dans un liquide recyclé, dérivé du charbon et enrichi d'hydrogène, dans un réacteur tubulaire sur lit fixe (O'Hara, 1981).

Une usine, intégrée à l'embouchure d'une mine, qui, à l'aide du procédé synthoil, transformerait le charbon en mazout à faible teneur en soufre, comprendrait une usine de préparation du charbon, un mélangeur de bouillie, un réacteur réchauffeur et des usines de séparation, de purification et de production et de compression d'hydrogène. Il faudrait également de l'eau pour la production de vapeur et l'extinction.

Une usine synthoil produisant 1.8 million de mètres cubes de mazout à faible teneur en soufre par année (4910 m^3/jour) nécessiterait 5 millions de tonnes de charbon C sous-bitumineux par année. La demande en eau d'une usine de liquéfaction directe de cette taille est présentée au tableau 11.

Tableau 11. Demandes en eau d'une usine hypothétique de liquéfaction de charbon utilisant le procédé synthoil

	Prélèvement d'eau (m^3/année)	Consommation d'eau (m^3/année)
Traitement	1 314 000	876 000
Refroidissement	3 394 062	3 394 062
Suppression de poussière	125 000	125 000
	4 833 062	4 395 062
Utilisation d'eau par unité de charbon alimenté (m^3/t)	0.97	0.88
Utilisation d'eau par mètre cube de pétrole produit (m^3)	2.7	2.47

Remarque : Charbon alimenté par l'usine - 5.0 millions de tonnes par année. Pétrole produit par l'usine - 1.8 million de mètres cubes par année.

Source: Environnement Canada (rapport inédit, 1983).

Liquéfaction indirecte

Par la liquéfaction indirecte, le charbon alimenté est complètement gazéifié pour produire un gaz de synthèse comprenant surtout un mélange d'hydrogène et de monoxyde de carbone. Le gaz de synthèse est purifié de ses matières particulaires et de ses composés de soufre et ensuite soumis à une réaction catalytique à des températures et des pressions élevées pour produire un liquide comme du méthane et des hydrocarbures ayant un point d'ébullition élevé (O'Hara, 1981).

Une usine de liquéfaction indirecte produisant 1.8 million de mètres cubes de gaz liquéfié par année (4910 m^3/jour) nécessiterait 7.0 millions de tonnes de charbon C sous-bitumineux par année. Les demandes en eau d'une usine et d'une installation de refroidissement de cette taille sont présentées au tableau 12.

Tableau 12. Demandes en eau d'une usine hypothétique de liquéfaction indirecte du charbon et installation de refroidissement

	Prélèvement d'eau (m^3/année)	Consommation d'eau (m^3/année)
Traitement	14 564 000	985 000
Refroidissement	3 650 000	3 650 000
Suppression de poussière	175 000	175 000
	18 389 000	4 810 000
Utilisation d'eau par unité de charbon alimenté (m^3/t)	2.63	0.69
Utilisation d'eau par mètre cube de gaz liquéfié produit (m^3)	10.26	2.7

Remarque : Charbon alimenté par l'usine - 7.0 millions de tonnes par année. Gaz liquéfié produit par l'usine = 1.8 million de mètres cubes par année.

Source: Environnement Canada (rapport inédit, 1983).

Des procédés améliorés de liquéfaction directe sont actuellement étudiés en laboratoires aux Etats-Unis et en Allemagne de l'Ouest. Au milieu des années 1970, la technologie perfectionnée de liquéfaction du charbon devait, selon les prévisions, satisfaire, dès le milieu des années 1980, à une importante partie de la demande en pétrole des Etats-Unis. Depuis 1980 toutefois, les activités de recherche et de développement dans le domaine de la liquéfaction ont été réduites considérablement. La liquéfaction directe ne devrait vraisemblablement pas susciter beaucoup d'intérêt au Canada toutefois, parce que les sables pétrolifères offrent des réserves de pétrole plus économiques (Dames et Moore, 1978). Si l'approvisionnement mondial en pétrole connaissait des déficits au cours des 20 prochaines années, la commercialisation de la liquéfaction du charbon au Canada pourrait devenir crédible et être accélérée.

Une unité-pilote capable de traiter simultanément du pétrole lourd et du charbon pour produire du naptha et des distillats devrait être en exploitation au début de 1987 dans le comté de Strathcona en Alberta (Oilweek, 28 janvier 1985). La technologie sera un amalgame de procédés de liquéfaction du charbon appliqués en l'Allemagne de l'Ouest et au Canada, utilisant

l'hydrogénation légère de pétroles bruts ainsi que la liquéfaction du charbon pour produire du naptha très aromatique de grande qualité et des distillats. Deux usines commerciales, chacune d'une capacité de 50 000 à 60 000 barils par jour, pourraient être en exploitation dans les années 1990.

Gazéification du charbon

Pour transformer le charbon en gaz, il faut le soumettre à une réaction en présence de vapeur à des températures et des pressions très élevées. Il existe deux principales méthodes de transformation. Dans la première, la chaleur est fournie directement par la combustion en présence d'air pour que l'azote (contenu dans l'air) soit mélangé au gaz produit. Le produit final est un gaz à faible pouvoir calorifique qui, après nettoyage, peut être utilisé comme combustible pour la production d'électricité. La gazéification souterraine *in situ* du charbon a été examinée comme méthode de production de gaz à faible pouvoir calorifique (Bodle et Heubler, 1981).

Par ailleurs, la chaleur peut être fournie aux procédés de gazéification par des moyens qui empêchent l'apport d'azote dans le gaz produit. Le produit final est un gaz à pouvoir calorifique moyen qui, après nettoyage, peut être utilisé directement comme combustible ou, à l'aide d'un traitement supplémentaire, peut être amélioré pour donner un gaz à pouvoir calorifique élevé (substitut de gaz naturel ou SGN), de l'hydrogène ou du gaz de synthèse (Bodle et Heubler, 1981). Le gazogène Lurgi à lit descendant est examiné pour déterminer si cet appareil peut produire du gaz à pouvoir calorifique moyen.

Gazogène Lurgi à lit descendant

Dans un rapport de 1975 sur les perspectives de la gazéification du charbon en Alberta, la Commission de la conservation des ressources énergétiques de l'Alberta concluait que le gazogène Lurgi était particulièrement intéressant pour l'Alberta (Dames et Moore, 1978). Le gazogène Lurgi a donc été choisi comme modèle pour l'estimation des besoins en eau d'une installation typique de gazéification du charbon.

Une usine de gazéification Lurgi, installée à l'embouchure d'une mine, qui produirait 2.58 millions de mètres cubes de gaz à pouvoir calorifique élevé (GNS) par année (7080 m^3/jour) nécessiterait 6.83 millions de tonnes de charbon C sous-bitumineux par année. La demande en eau d'une usine de cette taille est présentée au tableau 13. L'eau est utilisée pendant le traitement pour le refroidissement, la production de vapeur et le lavage et le refroidissement du gaz. De l'eau et de la vapeur sont également nécessaires pendant les étapes ultérieures de purification et de méthanisation. En outre, de l'eau est nécessaire pour la tour de refroidissement, les chaudières et les laveurs auxiliaires et la suppression de la poussière.

Gazéification souterraine (in situ)

En principe, la gazéification souterraine consiste à forer des puits depuis la surface jusqu'aux gisements de charbon, à injecter un milieu de gazéification (vapeur et air ou oxygène) et à recueillir le gaz produit.

Tableau 13. Demandes en eau d'une usine hypothétique de gazéification de charbon utilisant des gazogènes Lurgi à lit descendant

	Prélèvement d'eau (m^3/année)	Consommation d'eau (m^3/année)
Traitement	1 870 000	1 830 000
Refroidissement	3 510 000	3 510 000
Suppression de poussière	170 750	170 750
	5 550 750	5 510 750
Utilisation d'eau par unité de charbon alimenté (m^3/t)	0.81	0.81
Utilisation d'eau par mètre cube de GNS produit (m^3)	2.15	2.14

GNS - Gaz naturel synthétique.
Remarque : Charbon alimenté par l'usine - 6.83 millions de tonnes par année.
GNS produit par l'usine = 2.58 millions de mètres cubes par année.

Source: Environnement Canada (rapport inédit, 1983).

Cette technique permet de récupérer le charbon indirectement des couches qui sont soit trop profondes soit trop minces pour être exploitées à l'aide des technologies actuelles.

Il faut de l'eau pour produire la valeur utilisée dans le procédé de gazéification et il en faudra si la méthode de fracturation hydraulique est employée pour relier entre eux les puits d'injection et de production. Les données sur la quantité de l'eau ne sont pas disponibles.

Au Canada, un essai de gazéification *in situ* a été effectué dans une épaisse couche de charbon sous-bitumineux à Forestburg, en Alberta, en 1976. Les résultats de l'essai ont indiqué qu'il était possible de transformer le charbon en gaz de synthèse à des coûts de beaucoup inférieurs à ceux qui avaient été prévus pour le gaz des régions éloignées (Dames et Moore, 1978). Toutefois, les essais ont été interrompus et il est peu vraisemblable que la gazéification souterraine du charbon soit pratiquée dans la région étudiée en l'an 2000. En outre, il n'y a pas actuellement suffisamment de marchés pour la vente de gaz à faible pouvoir calorifique et de gaz à forte teneur en azote produits par la gazéification souterraine.

Les dangers que feraient courir à l'environnement la liquéfaction et la gazéification du charbon, peuvent être très importants (Cameron, 1980). C'est particulièrement vrai dans le cas de la gazéification souterraine à cause de la possibilité de contamination des eaux souterraines par des gaz extrêmement toxiques produits à l'aide de ce procédé. Dans les régions tributaires des réserves d'eaux souterraines, ce serait catastrophique si la pollution atteignait un bassin d'alimentation.

Compte tenu de l'abondance des sources potentielles de gaz naturel au Canada, il est peu probable qu'une usine commerciale de gazéification du charbon, traditionnelle ou *in situ*, soit en exploitation dans la région étudiée en l'an 2000. La limitation globale du développement commercial de la liquéfaction et de la gazéification dépendra des coûts de production de l'extraction du pétrole des sables bitumineux (Athabasca) et des restrictions techniques imposées par le rapport atomique hydrogène/carbone relativement faible du charbon.

Prévisions de la production houillère et de l'utilisation de l'eau

Ce chapitre présente les prévisions de la production de charbon de chaufferie et à coke et les besoins en eau de l'industrie houillère dans la région étudiée en 1990. L'utilisation actuelle et prévue de l'eau par l'industrie houillère est comparée, en fonction de son importance, à l'utilisation de l'eau par tous les autres secteurs, industriels et non industriels. Finalement, les problèmes actuels et potentiels de gestion des eaux sont analysés en fonction des activités actuelles et du développement prévu par l'industrie houillère.

PRODUCTION HOUILLERE : SITUATION ACTUELLE ET PREVISIONS

Cette section examine la production actuelle et prévue du charbon de chaufferie et à coke dans la région étudiée. En vue de tenir compte de toutes les incertitudes économiques qui sous-tendent les prévisions de ce genre, des scénarios de production houillère faible, moyenne et élevée, en 1990, ont été examinés. Cette étude avait d'abord été entreprise pour prévoir la production houillère jusqu'en l'an 2000; cependant, en raison des incertitudes actuelles entourant les marchés intérieurs et d'exportation, il est devenu évident qu'il était impossible de faire des prévisions réalistes au-delà de 1990.

Les prévisions, faites en fonction d'une production faible, sont destinées à refléter la croissance continuelle, mais lente, de l'industrie houillère, sans bouleversement économique important. Les prévisions, faites en fonction d'une production moyenne ou la plus probable, adoptent un point de vue plus optimiste et supposent un taux de croissance modéré avec un certain degré de reprise économique, particulièrement dans le secteur de l'exportation. Les prévisions, faites en fonction d'une production élevée, supposent une importante reprise économique mondiale et une croissance maximale de l'industrie houillère avec la réalisation de tous les projets de développement prévus jusqu'en 1990. Une étude d'Environnement Canada (rapport inédit, 1984a) qui présente en détails le développement des usines de préparation et des mines de charbon au Canada, est la principale source d'information d'où ont été extraites les données des prévisions faites en fonction d'une production élevée.

Même si les tonnages prévus pour 1990 en fonction d'une production élevée sont irréalistes, il a été estimé qu'il fallait tenter de traduire en chiffres le cas extrême ou le pire des scénarios en fonction des besoins en eau que devront satisfaire les réserves de chaque région. Les chiffres du scénario qui prévoit une production houillère élevée sont probablement plus réalistes pour l'an 2000. Avant la récession mondiale qui a commencé à toucher l'industrie houillère du Canada en 1982, les prévisions pour l'an 2000

correspondaient bien aux chiffres des prévisions pour une production élevée que ce rapport présente (voir par exemple Energie, Mines et Ressources, 1980 : 100 à 165 Mt; Canada West Foundation, 1980 : 100 à 154 Mt; Paine et Blakeman, 1983 : 150 à 200 Mt).

La production houillère de 1983 et les prévisions pour 1990 sont présentées au tableau 14. Une description détaillée des critères qui ont servi à produire les données des prévisions pour chaque région est présentée dans les paragraphes qui suivent. L'emplacement des mines actuelles et prévues est indiqué à la figure 2.

Tableau 14. Production houillère par région dans l'Ouest du Canada, 1983 et 1990 (millions de tonnes, charbon pur ou expédié tel quel)

Région et province	Type de charbon	1983	1990		
			Faible	Moyenne	Elevée (jusqu'à)
Région 1					
Colombie-Britannique	De chaufferie	3.236	9.29	10.578	24.08
	A coke	9.31	12.31	14.022	31.92
Alberta	De chaufferie	2.511	4.75	4.546	20.946
	A coke	4.584	5.6	6.2	8.0
Total	De chaufferie	5.747	14.04	15.124	45.026
	A coke	13.894	17.91	20.222	39.92
Région 2					
Alberta	De chaufferie	14.43	21.05	26.855	47.227
Région 3					
Saskatchewan	De chaufferie	7.755	9.53	10.2	12.06
Total pour toutes les régions	De chaufferie	27.932	44.62	52.179	104.313
	A coke	13.894	17.91	20.222	39.92
		41.826	62.53	72.401	144.233

Région 1

Selon les prévisions faites en fonction d'une production faible, il est supposé qu'aucune nouvelle mine ne sera créée dans la région 1 et que la production houillère augmentera légèrement en fonction de l'expansion des mines actuelles. Les prévisions faites en fonction d'une production moyenne supposent qu'une nouvelle mine sera créée dans le nord-est de la Colombie-Britannique et que les mines actuelles connaîtront une plus grande

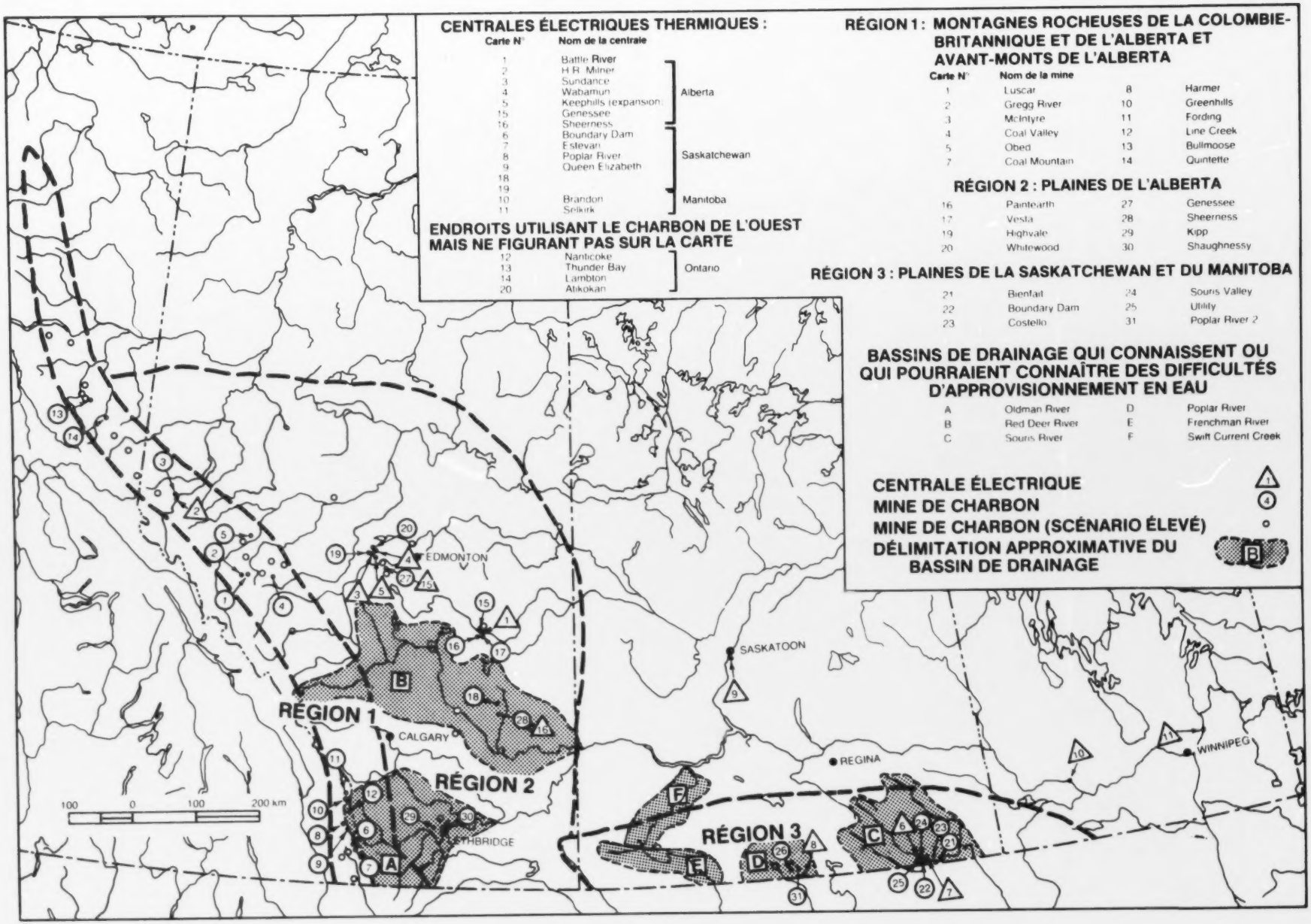


Figure 2. Mines de charbon et centrales électriques thermiques qui devraient être en exploitation en 1990, scénario moyen.

Tableau 15. Mines de charbon actuelles et prévues dans la région 1, 1983 et 1990

Emplacement	1983	1990		
		Faible	Moyenne	Elevée
Région de Yellowhead (Alberta)	McIntyre Gregg River Luscar Coal Valley	McIntyre Gregg River Luscar Coal Valley Obed Marsh	McIntyre Gregg River Luscar Coal Valley Obed Marsh	McIntyre Gregg River Luscar Coal Valley Obed Marsh Copton-Meadowlark Hinton-East/West McLeod River Mercoal Nordegg Dentherm/Robb Bryan Mountain
Nord-est de la Colombie-Britannique	Bullmoose Quintette	Bullmoose Quintette	Bullmoose* Quintette	Bullmoose Quintette Belcourt Dowling Creek Burnt Creek Carbon Creek Peace River Canyon Hasler Creek Monkman Pass Mount Spieker Saxon Sukunka Willow Creek
Sud-est de la Colombie-Britannique	Fording River (Taylor) Line Creek Harmer Michel Greenhills Coal Mountain	Fording River (Eagle) Line Creek Harmer Greenhills Coal Mountain	Fording River (Eagle) Line Creek Harmer Greenhills Coal Mountain	Fording River (Eagle) Line Creek Harmer Greenhills Coal Mountain Corbin Creek Elk River Valley Hosmer-Wheeler Sage Creek - Flathead River
Sud-ouest de l'Alberta	Coleman			

* Les prévisions moyennes supposent la création d'une nouvelle mine dans le nord-est de la Colombie-Britannique; cette mine sera l'une de celles qui sont énumérées sous le scénario "Elevé"

Sources: Environnement Canada (rapport inédit, 1984a); P.J. Paine, DPI, SPE (comm. pers., 1984 and 1985).

expansion que ne le prévoit le scénario précédent. Les prévisions, faites en fonction d'une production élevée, supposent la création de nombreuses mines dans le nord-est et le sud-est de la Colombie-Britannique et dans la région de Yellowhead en Alberta, en plus de l'augmentation de la production des mines actuelles. Le tableau 15 énumère les mines qui sont actuellement exploitées dans la région 1 ainsi que celles qui devraient l'être selon les trois scénarios.

Région 2

Le scénario d'une production faible prévoit que deux nouvelles mines, c'est-à-dire Genesee et Sheerness, seront créées dans la région 2 et que la production houillère augmentera en moyenne chaque année de 5.5 % environ parce que les mines actuelles se développeront pour fournir les centrales électriques thermiques. Le scénario d'une production moyenne prévoit une augmentation annuelle de la production de 5.5 % plus la création de quatre nouvelles mines, soit Genesee, Sheerness, Kipp et Shaughnessy. Le scénario d'une production élevée prévoit la création de nombreuses nouvelles mines dans toutes les parties de la région en plus d'une augmentation annuelle de la production de 5.5 % dans les mines actuelles. Le tableau 16 énumère les mines

Tableau 16. Mines de charbon actuelles et prévues dans la région 2, 1983 et 1990

	1990		
1983	Faible	Moyenne	Elevée
Diplomat			
Highvale	Highvale	Highvale	Highvale
Paintearth	Paintearth	Paintearth	Paintearth
Vesta	Vesta	Vesta	Vesta
Whitewood	Whitewood	Whitewood	Whitewood
Montgomery			
	Genesee	Genesee	Genesee
	Sheerness	Sheerness	Sheerness
		Kipp	Kipp
		Shaughnessy	Shaugnessy
			Atlas
			Buffalo Hills
			Forestburg
			Heatburg
			Judy Creek north and south
			Keephills
			Picture Butte
			Star Key
			Wetaskiwin

Sources: Environnement Canada (rapport inédit, 1984a); P.J. Paine, DPI, SPE (comm. pers., 1984 and 1985).

qui sont actuellement exploitées dans la région 2 et celles qui devraient l'être selon les scénarios de production faible, moyenne et élevée.

Région 3

Des augmentations de la production de 3.0 % et de 4.0 % sont prévues respectivement selon les prévisions faites en fonction d'une production faible et moyenne. Ces deux scénarios supposent également qu'une nouvelle mine désignée par Poplar River 2, sera créée suite à la fermeture prévue de la mine Poplar River en 1990. Cela ne modifiera pas le nombre de mines dans la région 3. Les prévisions élevées supposent une augmentation de la production de 5.0 % plus deux nouvelles mines, soit Rock Glen et une mine connue sous le nom de Southwest Saskatchewan. Le tableau 17 énumère les mines qui sont actuellement exploitées dans la région 3 et celles qui devraient l'être selon les scénarios de production faible, moyenne et élevée.

Tableau 17. Mines de charbon actuelles et prévues dans la région 3, 1983 et 1990

	1990		
1983	Faible	Moyenne	Elevée
Bienfait	Bienfait	Bienfait	Bienfait
Boundary Dam	Boundary Dam	Boundary Dam	Boundary Dam
Costello	Costello	Costello	Costello
Poplar River	Poplar River 2	Poplar River 2	Poplar River 2
Souris Valley	Souris Valley	Souris Valley	Souris Valley
Utility	Utility	Utility	Utility
			Rock Glen
			Southwest Saskatchewan

Sources: Environnement Canada (rapport inédit, 1984a); Saskatchewan Environment (comm. pers., 1984).

Résumé

Les graphiques de la figure 3 montrent la production houillère actuelle et prévue selon le type de charbon et la région. Les données des prévisions faibles et moyennes se comparent favorablement aux prévisions officielles d'Energie, Mines et Ressources Canada (EMR) pour 1990 (P.J. Paine, DPI, SPE, comm. pers., 1984). Comme il a été exposé plus tôt, les chiffres de 144 millions de tonnes des prévisions élevées, comparés aux 82 millions de tonnes d'EMR, sont une indication du pire scénario et suggèrent une période de développement considérable de 1990 à l'an 2000. Les prévisions d'EMR et celles de ce rapport (en mégatonnes) sont résumées comme suit :

Source	1990		
	Faible	Moyenne	Elevée
Energie, Mines et Ressources Canada	62.0	71.0	82.0
Cette étude	62.53	72.4	Jusqu'à 144.2

Une analyse détaillée des marchés complexes, intérieur et d'exportation, figure dans un rapport de la Canada West Foundation (1980). On y soutient que la future croissance de la demande de charbon proviendra de cinq sources fondamentales :

1) les exportations
2) la production d'énergie électrique dans l'Ouest du Canada
3) la production d'énergie électrique en Ontario (Ontario Hydro)
4) les besoins thermiques de l'industrie canadienne (particulièrement dans l'Ouest du Canada)
5) la transformation du charbon (en liquide ou en gaz).

La croissance dans chacun de ces secteurs est attentivement examinée par la Canada West Foundation (1980) et par Environnement Canada dans un rapport inédit (1983). On y évalue les volumes d'eau requis par l'industrie houillère dans chaque région.

Cette étude a pour but d'examiner, à l'échelle régionale, les besoins en eau de l'industrie houillère, pour le présent et pour l'avenir, en fonction des plans de développement propres à chaque région et non à partir de prévisions globales de production régionale. Cette approche permet de déterminer les réserves en eau, actuelles et potentielles, et les conflits entre les besoins de différents usagers.

DEMANDES EN EAU : SITUATION ACTUELLE ET PREVISIONS

Cette section examine les besoins en eau de l'industrie houillère dans la région étudiée pour le présent et l'avenir. Les quantités d'eau ont été calculées à l'aide des données sur l'utilisation passée et actuelle de l'eau par les installations d'extraction et de préparation du charbon dans la région étudiée et des estimations faites dans ce rapport concernant l'extraction et la préparation traditionnelles et les nouvelles technologies houillères (tableau 18). Ces données ont été appliquées aux prévisions de production houillère faible, moyenne et élevée pour 1990 afin de connaître tous les besoins en eau.

Les réserves actuelles et potentielles en eau et les conflits entre les divers usagers sont analysés et l'utilisation de l'eau par l'industrie houillère est comparée à l'utilisation de l'eau par tous les autres secteurs, industriels et non industriels.

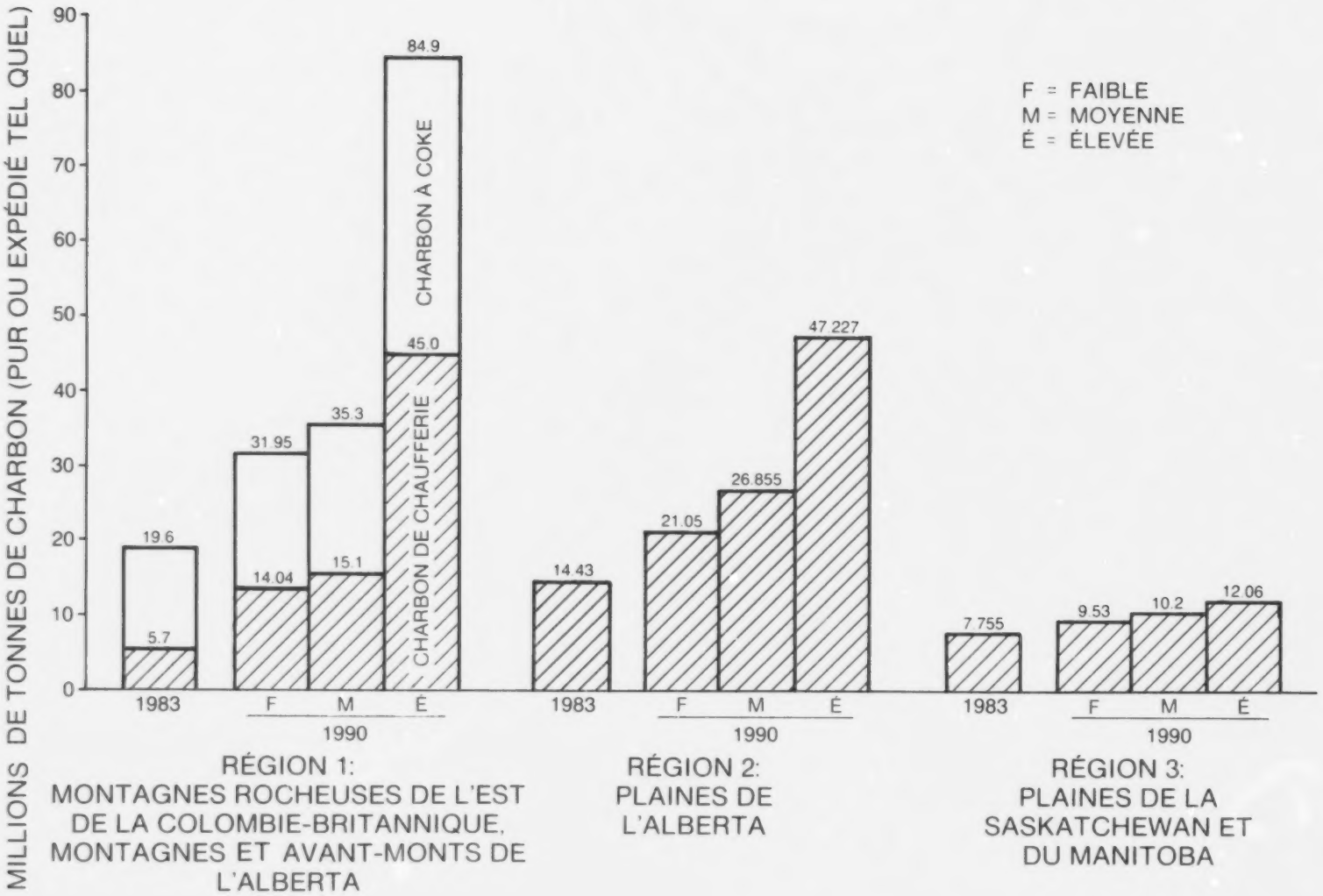


Figure 3. Production houillère actuelle et prévue selon le type et la région, 1983 et 1990.

Tableau 18. Besoins en eau, actuels et prévus, pour l'extraction et la préparation du charbon (m^3)

Région	1983	1990		
		Faible	Moyenne	Elevée
Région 1	12 317 760	19 928 230	29 849 470*	60 763 100†
Pourcentage d'augmentation		46	142	393
Région 2	144 300	210 500	2 192 500	4 210 230
Pourcentage d'augmentation		46	1420	2820
Region 3	77 550	96 300	102 000	120 600
Pourcentage d'augmentation		23	32	56

* Comprend 10 500 000 m^3/d'eau par an, utilisés pour les hydrocarboducs.
† Comprend 18 700 000 m^3/d'eau par an, utilisés pour les hydrocarboducs.

Méthode

La demande en eau des mines de charbon et des usines de préparation, pour le présent et pour l'avenir, ont été calculée en appliquant aux données de la production des coefficients d'utilisation de l'eau (c'est-à-dire quantité d'eau requise par tonne de charbon pur ou expédié). Ces coefficients ont été calculés à l'aide des données informationnelles et numériques contenues dans des questionnaires de 1981 de Statistique Canada/Environnement Canada sur l'utilisation de l'eau. Dans le cas des mines qui n'ont pas répondu aux questionnaires ou qui ont commencé leur exploitation après 1981, les informations suivantes ont été examinées pour établir un coefficient d'utilisation de l'eau et pour estimer le volume total d'eau dont elles ont besoin chaque année :

1) type, catégorie et bassin ou gisement de charbon
2) type et taille de l'exploitation minière
3) type et degré de préparation
4) utilisation principale et destination du charbon produit
5) similitudes avec des exploitations pour lesquelles il existe des données sur l'utilisation de l'eau.

Les coefficients calculés et hypothétiques de l'utilisation de l'eau ont été appliqués aux données sur la production houillère, actuelle et prévue, des mines de chaque région pour obtenir le volume total d'eau utilisé pour l'extraction et la préparation. Les autres quantités d'eau requises par les nouvelles technologies houillères sont ajoutées à celles utilisées pour l'extraction et la préparation.

Les chiffres approximatifs concernant l'utilisation de l'eau pour 1983 et ceux des prévisions pour 1990 sont présentés au tableau 18. Les autres paragraphes qui suivent traitent de l'utilisation de l'eau, actuelle et prévue, à l'intérieur de chaque région.

Il faut remarquer que les travaux d'utilisation de l'eau, qui figurent dans les paragraphes suivants, sont fondés sur le prélèvement total d'eau ou les besoins de chaque installation, chaque année. Les données sur la consommation ne sont pas connues et ne peuvent être extraites des questionnaires sur l'utilisation de l'eau. Dans les régions 2 et 3, on suppose que la consommation atteint 100 % des quantités prélevées, tandis que dans la région 1, la consommation peut varier considérablement d'une installation à l'autre. Des chiffres récemment publiés indiquent un écart de consommation allant de 31 % (Environnement Canada, rapport inédit, 1983) à 50 % dans une étude du bassin de la rivière Athabasca (Erxleben, 1982). Ce dernier chiffre se rapporte à la consommation de l'eau utilisée dans le procédé de préparation du charbon et serait plus élevé si la consommation de l'eau pour la suppression de la poussière, les services sanitaires, l'entretien de l'équipement et le lavage, était ajoutée.

Région 1

Tout le charbon produit dans la région 1, au cours de 1983, a subi la préparation par voie humide. Comme il est indiqué au chapitre 2, le charbon de chaufferie de la région des avant-monts et tout le charbon à coke nécessitent plus de nettoyage et généralement utilisent de plus grandes quantités d'eau que le charbon de chaufferie des régions montagneuses.

Selon les questionnaires de Statistique Canada, le volume d'eau utilisé par les mines et les usines de préparation dans cette région varie de 0.06 à 1.85 m^3/t de charbon produit. A titre de comparaison, il faut mentionner une étude sur le nettoyage du charbon aux Etats-Unis, effectuée par Hutton et Gould (1982), qui révèle un écart encore plus grand dans le volume d'eau utilisé, soit de 0.003 à 2.5 m^3/t de charbon produit.

Même si les taux d'utilisation de l'eau varient considérablement, la majorité des opérations de la région 1 nécessitent de 0.4 à 0.7 m^3/t de charbon produit. Les taux les plus élevés sont enregistrés dans la région d'East Kootenay du sud-est de la Colombie-Britannique où la majeure partie des mines ont besoin de 0.6 à 0.7 m^3/t de charbon. Sauf pour une ou deux autres mines de la région 1, l'utilisation de l'eau est réduite à 0.4 ou 0.5 m^3/t de charbon.

Les besoins en eau, actuels et prévus, pour la région sont énumérés au tableau 18. Selon les scénarios de production faible et moyenne, l'augmentation de la demande en eau est principalement attribuable à l'expansion des mines actuellement exploitées. Cette augmentation, dans le scénario de production élevée, provient de la création de nombreuses mines dans le nord-est et le sud-est de la Colombie-Britannique et dans la région de Yellowhead en Alberta. L'utilisation de l'eau a été incluse dans les scénarios de production moyenne et élevée pour l'exploitation d'un hydrocarboduc reliant la région de Yellowhead et Kitimat en Colombie-Britannique. Il faut de l'eau pour la préparation de la bouillie et les chasses d'urgence. Environ 0.9 à 1.0 m^3 d'eau est nécessaire par tonne

de charbon transporté et 100 % de cette quantité sont consommés et probablement déversés dans l'océan Pacifique.

Région 2

Tout le charbon produit dans la région 2, au cours de 1983, a été broyé et criblé à sec, sans utilisation directe d'eau par le procédé de préparation. Aucune des mines exploitées en 1983 n'a répondu au questionnaire de Statistique Canada, c'est pourquoi les coefficients d'utilisation de l'eau de ces mines sont fondés sur des informations présentées au chapitre 2 de ce rapport et sur les données fournies par les mines de la Saskatchewan dans le questionnaire sur l'utilisation de l'eau. On suppose que le taux d'utilisation de l'eau pour toutes les mines de la région est de 0.01 m^3/t de charbon produit. Toute cette eau est consommée.

Les besoins en eau, actuels et prévus, de la région sont énumérés au tableau 18. Le développement prévu, selon les scénarios de production moyenne et élevée, comprend un certain nombre de mines dans le centre-sud de l'Alberta qui, selon les prévisions, produiront du charbon bitumineux qui subira la préparation par voie humide (Environnement Canada, rapport inédit, 1984a; P.J. Paine, DPI, SPE, comm. pers., 1984). On suppose que le taux d'utilisation de l'eau pour ces mines sera de 0.4 m^3/t de charbon produit. De ce qu'on connaît sur le charbon de cette région, il est raisonnable de supposer que les données sur la préparation et l'utilisation de l'eau, seront comparables aux données similaires enregistrées pour les mines du district de Yellowhead de la région 1.

Région 3

Tout le charbon produit dans la région 3, au cours de 1983, a été broyé et criblé à sec, sans utilisation directe de l'eau par le procédé de préparation. Selon les questionnaires de Statistique Canada, le volume d'eau utilisé par toutes les mines, actuellement exploitées dans la région, est estimé à 0.01 m^3/t de charbon produit. Toute cette eau est consommée.

Les besoins en eau, actuels et prévus, de la région sont énumérés au tableau 18. Le développement prévu, selon tous les scénarios, suppose une utilisation continuelle d'eau au taux de 0.01 m^3/t de charbon produit.

Résumé

Les besoins en eau, actuels et prévus, pour la production houillère, par région, sont présentés à la figure 4. Le tableau 19 compare les volumes d'eau qui sont actuellement utilisés et le seront à l'avenir (scénario de production moyenne) pour la production houillère et ceux utilisés par tous les secteurs. La demande en eau pour l'exploitation et la préparation du charbon est la plus élevée dans la région 1 où tout le charbon produit dans la région, au cours de 1983, a subi la préparation par voie humide. Les districts d'East Kootenay et de Yellowhead ont utilisé respectivement 58 % et 41 % de toute l'eau requise par la production houillère dans la région 1. La quantité d'eau utilisée par deux mines qui ont commencé à être exploitées à la fin de 1983, dans la région de Wolverine, devrait représenter environ 15 % du volume total de la région.

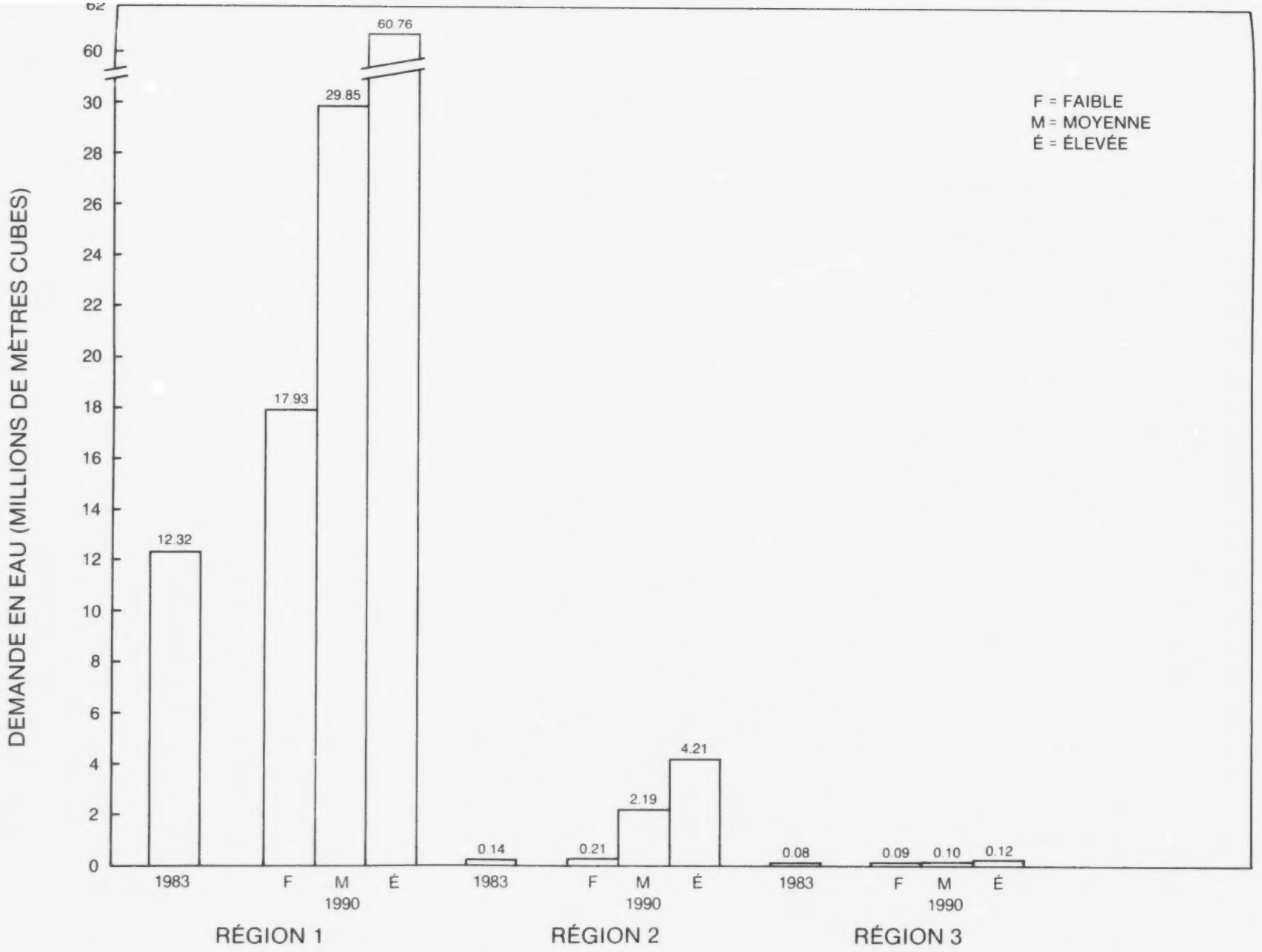


Figure 4. Demandes en eau actuelles et prévues pour la production houillère, 1983 et 1990.

Tableau 19. Demandes en eau, actuelles et prévues, pour la production houillère et tous les secteurs, 1983 et 1990

Région	1983			1990		
	Tous les secteurs*	Extraction et préparation du charbon	Pourcentage du charbon par rapport à tous les utilisateurs	Tous les secteurs*	Extraction et préparation du charbon	Pourcentage du charbon par rapport à tous les utilisateurs
Région 1	328.92×10^6	12 317 760	3.74	392.95×10^6	29 849 470	7.6
Région 2	3418.9×10^6	144 300	0.004	$4\,071.29 \times 10^6$	2 192 500	0.054
Région 3	611×10^6	77 550	0.013	709×10^6	102 000	0.014

* Données tirées d'Environnement Canada (rapport inédit, 1983) et Tate (1985).
Remarque : L'utilisation de l'eau pour l'extraction et la préparation du charbon, en 1990, repose sur le scénario de production moyenne.

Les districts de Lake Wabamun et de Forestburg/Halkirk de la région 2 ont utilisé respectivement 80 % et 20 % de toute l'eau requise pour la production houillère de la région, au cours de 1983.

Les mines situées dans le voisinage d'Estevan ont utilisé 70 % de toute l'eau requise pour la production houillère, dans la région 3, au cours de 1983. Les autres 30 % ont été utilisés par la mine Poplar River, située près de Coronach.

Selon le *scénario de production faible*, la demande en eau des trois régions devrait augmenter à cause de l'expansion des installations actuelles et de la capacité de production. Selon les estimations, l'utilisation de l'eau en 1990 sera de 46 % plus élevée qu'en 1983 pour les régions 1 et 2, et de 23 % plus élevée pour la région 3.

Le *scénario de production moyenne* suppose que de nouvelles mines seront créées dans les régions 1 et 2, ce qui entraînerait une progression importante de la demande en eau, particulièrement dans la région 2 où en 1990 on devrait utiliser 14 fois plus d'eau qu'en 1983. L'utilisation de l'eau dans la région 1, devrait augmenter de 142 %, et dans la région 3, de 32 %.

Le *scénario de production élevée* suppose que de nombreuses nouvelles mines seront créées dans les régions 1 et 2, ce qui entraînerait une augmentation importante de la demande en eau dans les districts d'East Kootenay, de Wolverine et de Yellowhead de la région 1 et dans les districts de Forestburg/Halkirk, Lake Wabamun et du centre-sud de la région 2. En 1990, on devrait utiliser 4 fois plus d'eau qu'en 1983 dans la région 1, et presque 30 fois plus dans la région 2. Selon ce même scénario, l'utilisation de l'eau dans la région 3 devrait augmenter de 56 % par rapport à 1983, surtout à cause de la création de nouvelles mines dans le sud-ouest de la Saskatchewan et dans la région de Coronach, et aussi à cause de l'expansion des installations actuelles.

PROBLEMES D'APPROVISIONNEMENT EN EAU, ACTUELS ET POTENTIELS, ATTRIBUABLES A L'UTILISATION DE L'EAU PAR L'INDUSTRIE HOUILLERE

Selon les estimations, le volume actuel d'eau utilisé pour la production houillère représente environ 3.7 % du volume total utilisé par tous les secteurs dans la région 1, mais atteint moins de 1 % dans les régions 2 et 3 (figure 4 et tableau 19). Même si la production houillère utilise beaucoup d'eau dans la région 1, les réserves de la région sont abondantes et il y a peu de concurrence de la part des autres secteurs. Dans les régions 2 et 3, toutefois, la demande totale en eau de tous les secteurs est très élevée en fonction des réserves et à cause de la forte concurrence entre les utilisateurs.

L'examen des quantités d'eau utilisées par les exploitations houillères actuelles et prévues, dans chaque région, a révélé un certain nombre de problèmes d'approvisionnement en eau, actuels et potentiels, dans le tiers sud de l'Alberta et de la Saskatchewan (régions 2 et 3), une zone desservie par le réseau des rivières Saskatchewan-Nelson. C'est une partie semi-aride qui a un nombre restreint de réservoirs naturels et qui fait face à des cycles d'années humides suivies d'années sèches. Les précipitations en été sont peu fiables et éparpillées et l'évaporation potentielle dépasse les précipitations dans de nombreuses parties (Prairie Provinces Water Board, rapport inédit, 1984).

La Prairie Provinces Water Board (rapport inédit, 1984) énumère un certain nombre de sous-bassins dans la région étudiée qui manquent souvent d'eau et d'autres qui font face au partage et au rationnement depuis de nombreuses années, ce qui crée une demande accumulée.

Dans la région 2, les exploitations houillères sont prévues dans le sous-bassin de la rivière Oldman qui manque d'eau et dans le sous-bassin Red Deer qui fait maintenant face à une demande accumulée et connaîtra peut-être des pénuries d'eau en l'an 2000.

Selon le scénario de production moyenne, le projet prévu dans le sous-bassin *Oldman* comprendra deux mines de charbon bitumineux et deux usines de préparation par voie humide (Kipp et Shaughnessy); et selon le scénario de production élevée, une autre mine et une usine de préparation par voie humide (Picture Butte, figure 2).

Selon le scénario de production moyenne, la création d'une mine (Sheerness) est prévue dans le sous-bassin *Red Deer* et, selon le scénario de production élevée, deux autres mines (Atlas et Heatburg). Ces nouvelles mines ainsi qu'une centrale électrique thermique prévue à Sheerness en 1985-1986 feront augmenter la demande en eau. La Prairie Provinces Water Board (rapport inédit, 1984) indique que ce bassin manquera d'eau en l'an 2000.

Dix-sept nouvelles centrales électriques thermiques d'une capacité totale estimative de 7600 MW sont prévues pour la région 2 en l'an 2000 (Monserco, 1983). L'emplacement de onze de ces mines n'est pas connu mais, selon les prévisions, beaucoup d'entre elles seront situées à l'embouchure des mines de charbon qui ont été énumérées sous la rubrique du scénario de production élevée. Le total des prélèvements annuels d'eau par une centrale de 1000 MW s'élève à environ 27 x 10^6 m^3 (Erxleben, 1982).

Dans la région 3, la création de mines de charbon est prévue dans le sous-bassin de la rivière Souris qui manque maintenant d'eau et dans les sous-bassins des rivières Poplar et Frenchman et Swift Current Creek qui font actuellement face à une demande accumulée.

L'exploitation continuelle de mines et de centrales électriques thermiques dans le sous-bassin *Souris* peut contribuer à réduire le niveau de l'eau souterraine de l'aquifère Estevan (Environnement Canada, rapport inédit, 1984b). Deux autres centrales électriques d'une capacité totale estimative de 600 MW sont prévues pour la région en 1990 (Monserco, 1983).

La mine Poplar River et la station électrique thermique utilisent de l'eau de surface et souterraine provenant du sous-bassin de la partie est de *Poplar River*. L'exploitation de la centrale électrique réduit les réserves en eau; et l'assèchement de la couche de charbon a étendu le cône de dépression des eaux souterraines à moins de 800 m de la frontière entre les Etats-Unis et le Canada (Environnement Canada, rapport inédit, 1984b).

En 1990, la mine Poplar River sera fermée et une nouvelle mine sera créée au nord de celle qui existe actuellement. La nouvelle mine qui desservira la centrale électrique thermique Poplar River sera située au nord de l'aquifère, ce qui atténuera toute nouvelle dépression de l'eau souterraine.

Actuellement, il n'y a ni mine de charbon, ni centrale électrique thermique en exploitation dans les sous-bassins de *Frenchman River et Swift Current Creek*, mais une nouvelle mine (Southwest Saskatchewan) est prévue pour la région, selon le scénario de production élevée, ce qui entraînera une plus grande demande en eau.

Conclusions

La quantité d'eau nécessaire à l'industrie houillère dans l'Ouest du Canada a été évaluée en appliquant les coefficients d'utilisations de l'eau aux données sur la production houillère existantes (1983) et prévues (1990). Les coefficients ont été obtenus en faisant appel aux données sur l'utilisation de l'eau, disponibles et en examinant le type d'exploitation minière et le niveau de préparation à chaque installation houillère. On est arrivé aux conclusions suivantes :

1. Les données sur l'utilisation de l'eau dans les installations houillères canadiennes sont disponibles pour l'année d'étude la plus récente (1981), auprès des représentants du gouvernement. Cependant, ces données ne couvraient pas toutes les mines de charbon de l'Ouest du Canada et ne pourraient pas servir à déterminer l'utilisation et la consommation d'eau totale.

2. Une grande variation dans l'utilisation d'eau par les différentes mines n'a pas permis de faire une évaluation pour les installations houillères qui n'ont pas de données sur l'utilisation de l'eau. C'est la préparation houillère par voie humide qui demande la plus grande utilisation d'eau.

3. Dans *la région 1*, l'utilisation d'eau pour la production d'une tonne de charbon s'échelonnait d'un minimum de 0.06 m^3 à un maximum de 1.85 m^3, mais se situait généralement entre 0.4 et 0.5 m^3. Dans *la région 2* et *la région 3*, l'utilisation d'eau pour la production d'une tonne de charbon était évaluée à 0.01 m^3. Ainsi la quantité d'eau relativement plus grande utilisée dans la région 1 s'explique par le nettoyage du charbon par voie humide qui est un procédé utilisé uniquement dans les installations de cette région. L'utilisation de l'eau dans les régions 2 et 3 est essentiellement destinée à la suppression des poussières.

4. Par comparaison à la demande en eau dans d'autres secteurs tels que l'agriculture, l'irrigation, l'industrialisation et l'urbanisme, l'exploitation et la préparation houillères courantes (1983) s'accaparent environ 3.74 % de l'utilisation totale d'eau dans la région 1, 0.004 % dans la région 2 et 0.013 % dans la région 3.

5. Les calculs prévoient que *la production houillère* de 1990 dépassera celle de 1983 de 80 % dans la région 1, de 86 % dans la région 2 et de 32 % dans la région 3. En conséquence, la demande en eau augmentera de 142 % dans la région 1, de 1420 % dans la région 2 et de 32 % dans la région 3. La grande augmentation d'utilisation d'eau dans la région 1 s'explique par les installations de préparation houillère par voie humide dans toutes les nouvelles mines qui sont prévues et par l'addition d'un hydrocarboduc dans la région de Yellowhead. La grande augmentation dans la région 3 s'explique par la préparation par voie humide dans les nouvelles mines créées dans le centre-sud de cette région.

6. *L'utilisation totale d'eau* dans les trois régions s'exprimera en terme du pourcentage en fonction de la demande en eau pour l'exploitation et la préparation houillères. D'après les calculs, cette demande sera en 1990, de 7.6 % dans la région 1 (augmentation par rapport à 3.74 % en 1983), de 0.054 % dans la région 2 (augmentation par rapport à 0.004 % en 1983) et de 0.014 % dans la région 3 (augmentation par rapport à 0.013 % en 1983).

7. L'approvisionnement est amplement suffisante pour satisfaire toutes les demandes prévues de la région 1. Dans les régions 2 et 3, plusieurs installations houillères existantes ou futures se trouvent dans des sous-bassins qui manquent d'eau déjà ou qui pensent en manquer vers 1990. Il s'agit d'Oldman et de Red Deer dans la région 2 et dans la région 3, des sous-bassins de Souris, d'East Poplar ainsi que celui de Swift Current Creek et Frenchman River.

Références

Aylsworth, J. Février 1984. Coal. Can. Min. J.

Bielenstein, H.U., L.P. Chrismas, B.A. Latour et T.E. Tibbetts. Décembre 1979. Ressources et réserves houillères au Canada. Rap. ER 79-9F. Energie, Mines et Ressources Canada.

Blakeman, W.B. 1980. Environnement Canada, rapport inédit.

Blakeman, W.B., W. Draper et L. Dwyer. 1982. Environnement Canada, rapport inédit.

Bodle, W.W. et J. Huebler. 1981. Coal gasification. In *Coal Handbook*, préparé par Robert A. Myers, Marcel Dekker Inc., pp. 109-302.

Butcher, S.G. 1982. The role of coal preparation in the Canadian coal industry. In *Coal Preparation and Use: A World Review*, préparé par S. Ranga et Raja Rao, 9th Int. Coal Preparation Congress, New Delhi, Inde, 1982, pp. 89-95.

Cameron, N.S.C. 1980. *Environmental Factors in the Coal Industry*. Canada West Foundation, 190 p.

Canada West Foundation. 1980. *Western Canada's Coal: The Sleeping Giant*.

Dames and Moore Consulting Engineers. 1978. A Report on the Current Status of the Canadian Mining Industry.

Detz, C.B. et G. Barvinchak. 1979. Microbial desulfurization of coal. Min. Congr. J., juillet 1979.

Energie, Mines et Ressources Canada. 1980. Le programme énergétique national. 115 p.

Energie, Mines et Ressources Canada. 1982. Le programme énergétique national, mise à jour, 1982.

Energie, Mines et Ressources Canada. 1983. Examen de la statistique du charbon au Canada

Energy Resources Conservation Board. 1984. Alberta's Coal Industry, Annual Statistics. Annual Statistical Series, ERCB ST 84-29.

Environnement Canada. 1983. Division socio-économique, Direction générale des eaux intérieures. Rapport inédit.

Environnement Canada. 1984a. Division des systèmes de transport. Rapport inédit.

Environnement Canada. 1984b. Existing/Potential Water-Related Issues along the Canada - United States Boundary. Rapport inédit.

Erxleben, J.P. 1982. Athabasca River Basin Water Use Assessment. Planning Services Branch, Planning Division, Alberta Environment.

Fluor Canada Ltd. 1981. Coal Slurry Pipeline Feasibility Study. Prepared for the Departments of Economic Development and Energy and Natural Resources, Government of Alberta, Contract 775412/703623.

Hess, Paul J. 1986. Utilisation des eaux souterraines au Canada. Etude n° 140, Série des rapports techniques, Rapport n° 28 de l'INRH, Institut national de recherche en hydrologie, Direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada, Ottawa.

Hutton, C.A. et R.N. Gould. 1982. *Cleaning Up Coal: A Study of Coal Cleaning and the Use of Cleaned Coal*. Ballinger Publishing Co., Massachusetts, 398 p.

Monenco Consultants Limited. 1985. Engineering and Environmental Considerations of the Co-utilization of Existing Crude Oil Pipelines. Papport inédit.

Monserco Limited. 1983. Forecasting Steam-Electric Power Generation in Canada over the Period 1984 to 2035. Rapport inédit.

Morrison, G.F. 1981. Chemical Desulphurization of Coal. Rep. No. ICTIS/TR15, IEA Coal Research, London.

O'Hara, J.B. 1981. Liquid fuels from coal. In *Coal Handbook*, préparé par Robert A. Myers, Marcel Dekker Inc., pp. 715-816.

Oilweek. 28 janvier 1985. Heavy oil/coal liquefaction plant planned. Maclean-Hunter, Calgary.

Paine, P.J. et W.B. Blakeman. 1983. The National Coal Wastewater Study: Trace Elements and Organic Compounds in Canadian Coal Wastewaters. Environnement Canada. Rapport inédit.

Prairie Provinces Water Board. 1984. Water and Economic Development in the Prairie Provinces. Draft Rep. 84-06-29.

Romaniuk, A.S. et H.G. Naidu. 1984. Exploitation du charbon au Canada. 1983. Rap. Canmet. 44 pp.

Statistique Canada/Environnement Canada. 1982. Données inédites.

Tate, D.M. 1985. Alternative Futures of Canadian Water Use: 1981-2011. Direction générale des eaux intérieures, Environnement Canada.

Techman Engineering Ltd. 1982. Road Dust Suppression in Northern and Western Canada: Review of Alternatives and Existing Practices.

Techman Engineering Ltd. 1983. Environmental Implications of Coal Slurry Pipelining. Rapport inédit.

Wasp, E.J. 1983. Slurry pipelines. Sci. Am., 249(5): 48-55.

Williams, D.G. 1981. Coal cleaning. Dans *Coal Handbook*, préparé par Robert A. Myers, Marcel Dekker Inc., pp. 209-302.

Partie B
Influence sur les eaux souterraines

Table des matières

Page

PARTIE B

1. INTRODUCTION 77
Industrie houillère au Canada 77
Ressources en eau et industrie houillère 77
Historique du projet 78
Région étudiée 78

2. HYDROLOGIE ET HYDROGEOLOGIE DE L'OUEST DU CANADA 81
Région 1 82
Milieu des eaux de surface 82
Présence d'eaux souterraines 82
Qualité des eaux souterraines 87
Hydrogéologie des gisements de charbon 87
Région 2 89
Milieu des eaux de surface 89
Présence d'eaux souterraines 89
Qualité des eaux souterraines 91
Hydrogéologie des gisements de charbon 92
Région 3 93
Milieu des eaux de surface 93
Présence d'eaux souterraines 93
Qualité des eaux souterraines 95
Hydrogéologie des gisements de charbon 96
Résumé 96

3. INFLUENCE DE L'EXPLOITATION ET DE LA PREPARATION DU CHARBON SUR LES EAUX SOUTERRAINES 99
Répercussions avant l'exploitation 99
Répercussions pendant l'exploitation 100
Répercussions après l'exploitation 103

4. CONCLUSIONS 107
Répercussions avant l'exploitation 108
Répercussions pendant l'exploitation 108
Répercussions après l'exploitation 108

REFERENCES 110

ANNEXE A. Géologie et hydrogéologie 113
ANNEXE B. Stratigraphie de l'Ouest du Canada 125
ANNEXE C. Section transversale stratigraphique de l'Ouest du Canada 129

Tableaux

Page

1. Paramètres hydrauliques du niveau de Gates et couverture de la mine Monkman située dans le nord-est de la Colombie-Britannique.... 88

2. Paramètres hydrauliques de la formation de Horseshoe Canyon dans la région d'Edmonton..... 92

3. Résumé des ressources en charbon et en eaux souterraines..... 97

Illustrations

Figure 1. Distribution et catégorie des ressources houillères dans l'Ouest du Canada..... 80

Figure 2. Aquifères dans les régions houillères de l'Ouest du Canada.....(dans pochette)

Figure 3. Débit des rivières dans l'Ouest du Canada..... 83

Figure 4. Précipitations annuelles moyennes dans l'Ouest du Canada..... 84

Figure 5. Evapotranspiration potentielle annuelle moyenne dans l'Ouest du Canada..... 85

Figure 6. Ruissellement annuel moyen dans l'Ouest du Canada..... 86

Introduction

INDUSTRIE HOUILLERE AU CANADA

La demande de charbon a augmenté de façon considérable de 1970 à 1981. En 1979, l'industrie houillère canadienne prévoyait que la production triplerait ou quadruplerait d'ici l'an 2000 (Cobban, 1979). En 1982, toutefois, une récession économique mondiale a commencé à se faire sentir et il y a eu surabondance de pétrole sur le marché mondial; les prix de l'or noir ont alors baissé et c'est à ce moment-là que le Japon, le principal consommateur de charbon canadien, a réduit de beaucoup sa demande de charbon. Même si cela a eu pour effet de modérer l'industrie houillère, les augmentations de la production annuelle depuis 1981 ont atteint environ 5 % et de nouvelles mines ont été créées en Colombie-Britannique et en Alberta. Selon les prévisions actuelles, la récupération sera lente, mais régulière, et la production d'ici l'an 2000 aura doublé (Page, 1983; J.D. MacDonald, B.C. Coal Guidelines Steering Committee, comm. pers., 1983; Partie A de ce rapport).

Selon les prévisions, la production houillère dans l'Ouest du Canada sera maintenue à environ 90 % du total canadien. Même si une grande partie de la production houillère future proviendra de mines actuelles, beaucoup de nouvelles mines devraient être créées dans de nombreuses parties de l'Ouest du Canada (Partie A de ce rapport).

RESSOURCES EN EAU ET INDUSTRIE HOUILLERE

Il faut de l'eau, souvent en grandes quantités, pour l'exploitation et la préparation du charbon et des inquiétudes ont été formulées au sujet de la répercussion environnementale que l'exploitation houillère accrue provoquerait sur la qualité et les réserves d'eaux de surface et souterraines.

Le réseau des eaux de surface de l'Ouest du Canada est dominé surtout par le réseau hydrographique Saskatchewan-Nelson et, à un moindre degré, par les bassins supérieurs des fleuves Mackenzie et Missouri. Le débit, particulièrement dans la moitié sud du bassin Saskatchewan-Nelson, est extrêmement variable et il y a peu de réservoirs naturels. De nombreux réservoirs de retenue ont été créés par l'homme pour régulariser le débit afin d'assurer un approvisionnement fiable à divers usagers (Prairie Provinces Water Board, 1984).

Les eaux souterraines représentent 22.5 % de toute l'eau utilisée en Colombie-Britannique, 5 % en Alberta, 43 % en Saskatchewan et 22 % au Manitoba (Prairie Provinces Water Board, 1984; Hess, 1985).

HISTORIQUE DU PROJET

Cette étude a été préparée pour faire partie d'un projet du Service de protection de l'environnement d'Environnement Canada. Ce projet voulait établir les normes de protection de l'environnement et les techniques appropriées afin d'éviter la détérioration du réseau des eaux souterraines dans l'Ouest du Canada par la création de nouvelles installations de préparation et d'exploitation houillères ou par le simple agrandissement des installations existantes. Ce projet comprenait deux études distinctes, soit la partie A et la partie B de ce rapport.

La partie B est une étude des ressources en eau souterraine dans les régions houillères en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba.

Les objectifs de cette étude sont les suivants :

1) évaluer les réserves d'eaux souterraines de l'Ouest du Canada en fonction de leur capacité à satisfaire aux besoins prévus de l'expansion de l'industrie houillère jusqu'en l'an 2000

2) évaluer la répercussion de l'exploitation et de la préparation du charbon sur la quantité, la répartition et la qualité des eaux souterraines.

Cette étude est centrée sur les eaux souterraines pour les motifs suivants :

1) la majeure partie des points d'approvisionnements de surface, facilement disponibles et moins coûteux, sont déjà utilisés au maximum (Prairie Provinces Water Board, 1984)

2) l'eau souterraine est disponible en plus grande quantité que l'eau de surface (Huisman et Olsthoorn, 1983)

3) l'eau souterraine n'est presque pas exploitée actuellement

4) les aquifères peuvent être utilisés pour emmagasiner de l'eau de surface sans pertes importantes par évaporation et sans dégradation de la qualité de l'eau (Huisman et Olsthoorn, 1983).

REGION ETUDIEE

Cette étude porte exclusivement sur l'Ouest du Canada. Même si huit provinces renferment des gisements de charbon, une évaluation des réserves houillères canadiennes indique qu'environ 90 % de tout le charbon des couches exploitables[1] se trouvent en Colombie-Britannique, en Alberta et en

---

[1] Le charbon des couches exploitables est, par définition, la partie des ressources mesurées et indiquées d'intérêt immédiat qui peut être exploitée à l'aide de la technologie actuelle et en fonction des coûts actuels, avant de tenir compte des pertes d'exploitation.

Saskatchewan (Romaniuk et Naidu, 1984). En outre, selon de récentes études, la majorité des nouvelles mines de charbon dont la création est prévue d'ici l'an 2000, se trouveront dans l'Ouest du Canada (Environnement Canada, 1984; Partie A de ce rapport).

En fonction de la catégorie et de l'âge du charbon et de la physiographie, la région étudiée a été divisée en trois zones :

1) les Montagnes Rocheuses de l'est de la Colombie-Britannique et les montagnes et les avant-monts de l'Alberta (charbon bitumineux du jurassique supérieur au crétacé inférieur)

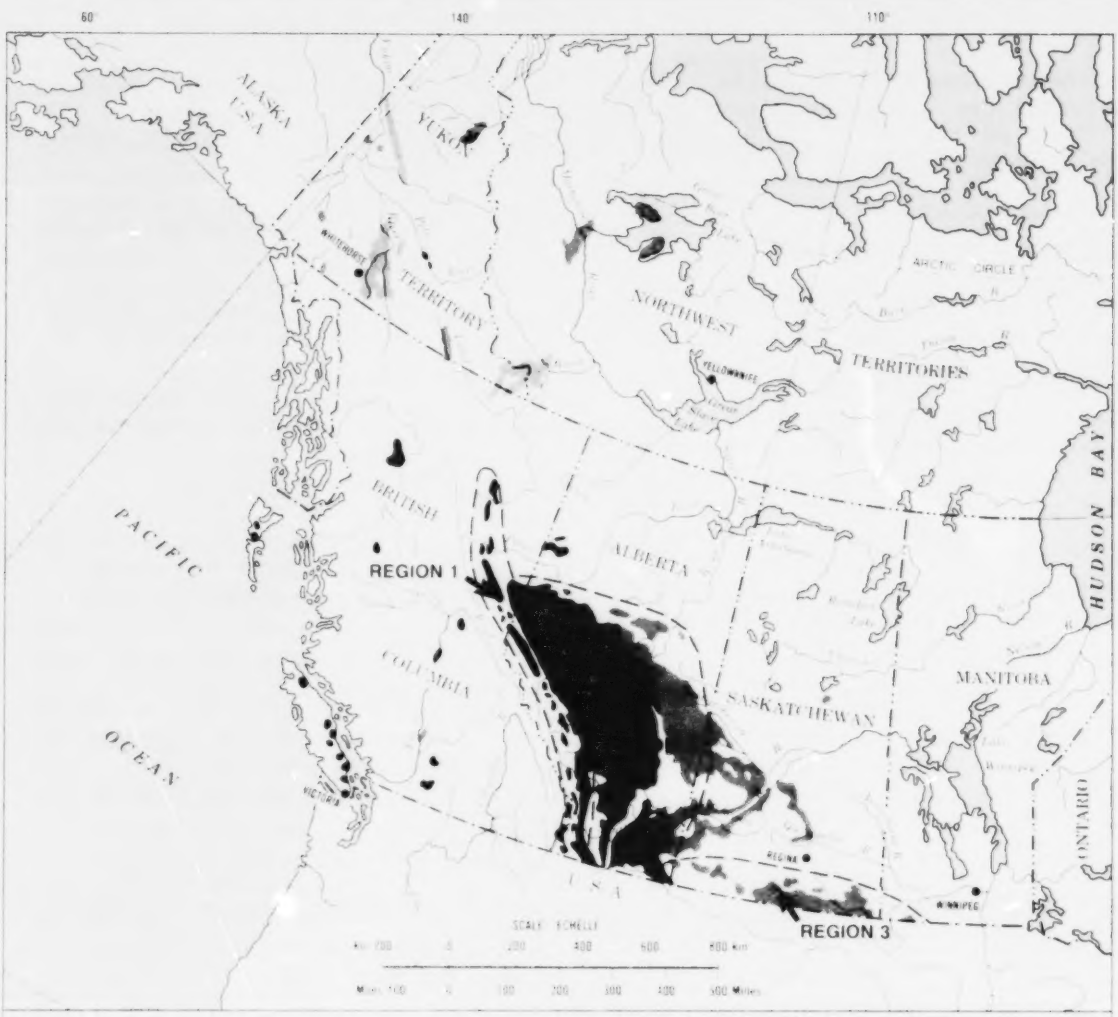
2) les plaines de l'Alberta (charbon sous-bitumineux du crétacé supérieur au tertiaire inférieur

3) les plaines de la Saskatchewan et du Manitoba (lignite du tertiaire).

Les régions sont délimitées à la figure 1 qui présente également la répartition et la catégorie des ressources houillères dans l'Ouest du Canada. L'emplacement des mines de charbon exploitées actuellement et prévues dans chaque région est indiqué sur la figure 2 (dans pochette).

La nature dynamique de l'hydrologie et de l'hydrogéologie a rendu difficile l'évaluation des réserves d'eaux souterraines dans les limites de chaque région; dans les exposés qui suivent, il a souvent été nécessaire de mentionner des zones qui vont au-delà des frontières de la région étudiée ou qui les chevauchent.

Une description des formations géologiques et hydrogéologiques de l'Ouest du Canada est présentée à l'annexe A; la stratigraphie de la région est illustrée dans les annexes B et C.



LEGEND LEGENDE

PREDOMINANT COAL RANKS CLASSES PRINCIPALES DE CHARBON

- Anthracite and Semianthracite
  Anthracite et semianthracite
- Low and medium volatile Bituminous (lvb-mvb)
  Bitumineux à basse et moyenne volatilité (bbv-bmv)
- High volatile Bituminous (hvb)
  Bitumineux à forte volatilité (bfv)
- Subbituminous (sub)
  Sous-bitumineux (sub)
- Lignite (lig)
  Lignite (lig)
- Other*
  Autre*

* Other : More than one rank is prominent, or rank is unclear
* Autre : Plus d'une classe principale ou classe incertaine

REGION 1 : Rocky mountains of British Columbia and the mountains and foothills of Alberta
Montagnes Rocheuses de la Colombie Britannique et les montagnes et contreforts de l'Alberta

REGION 2 : Plains of Alberta
Plaines de l'Alberta

REGION 3 : Plains of Saskatchewan and Manitoba
Plaines de la Saskatchewan et du Manitoba

FIGURE 1

DISTRIBUTION AND RANK OF COAL RESOURCES IN WESTERN CANADA
DISTRIBUTION ET CLASSE DES RESSOURCES HOUILLERES DANS L'OUEST DU CANADA

SOURCE :
CANADA DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES, 1974
MINISTERE DE L'ENERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA, 1974

Hydrologie et hydrogéologie de l'Ouest du Canada

Ce chapitre présente un examen de l'hydrologie et de l'hydrogéologie de l'Ouest du Canada en vue d'évaluer les réserves d'eaux disponibles pour le développement futur de l'industrie houillère, ainsi que pour les autres utilisateurs d'eau. Actuellement, les données sur les eaux souterraines disponibles se rapportent à des sites précis et c'est pourquoi il n'y a pas suffisamment d'information pour connaître les volumes d'eaux souterraines disponibles dans leur totalité pour chaque région. Toutefois, les données ont servi à présenter l'emplacement des aquifères ayant un rendement supérieur à 8 L/s et à 30 L/s (figure 2 dans pochette).

La qualité chimique des eaux souterraines ou la chimie de l'eau, sert à déterminer l'origine de l'eau et son emplacement le long de la voie d'écoulement souterrain. Les éléments chimiques et la concentration des matières totales dissoutes dans l'eau souterraine déterminent principalement si une eau convient à l'utilisation municipale, industrielle et agricole. Voici un bref exposé de la chimie de l'eau dans l'Ouest du Canada.

A mesure que l'eau souterraine se déplace le long de sa voie d'écoulement, la chimie de l'eau est modifiée par les effets des processus chimiques. L'eau souterraine se charge généralement de matières totales dissoutes et de la plupart des principaux ions (soit HCO_3^-, Cl^-, SO_4^{2-}, Ca^{2+}, Mg^{2+}, $Na^+ + K^+$) depuis les aires d'alimentation jusqu'aux aires d'émergence, et se transforme graduellement jusqu'à atteindre la composition de l'eau de mer.

Dans le cas des vastes bassins sédimentaires, comme ceux de l'Ouest du Canada, une séquence chimique correspond, de façon générale, à la profondeur. Le profil chimique évolue; dans la zone supérieure l'eau est bicarbonatée et contient peu de sels dissous, dans la zone intermédiaire, elle est dominée par des anions de sulfate et finalement, dans la zone inférieure, elle est caractérisée par des concentrations élevées de chlorure et de matières totales dissoutes et par un écoulement lent des eaux souterraines (Freeze et Cherry, 1979).

Les eaux bicarbonatées se trouvent près des aires d'alimentation et dans les endroits où le réseau d'écoulement est bref et actif; les eaux sulfatées se trouvent dans les aires d'émergence des eaux souterraines, les aires de piètre perméabilité et les aires d'écoulement lent des eaux souterraines, par exemple dans les terrains plats. Ces associations ont été montrées par Tokarsky (1974).

REGION 1

Milieu des eaux de surface

Les avant-monts s'élèvent généralement de façon abrupte au-dessus des plaines et sont principalement des crêtes et des collines linéaires avec certaines parties montagneuses. Les Rocheuses s'élèvent graduellement depuis les avant-monts et forment de longs cols entourés de montagnes dont les sommets s'élèvent à des hauteurs allant de 2000 à 4000 m. Dans toutes les parties des Rocheuses, le terrain est rugueux puisqu'il a été modelé par les glaciers qui ont mis à nu de grandes parties de roches stratifiées (Bostock, 1976).

De nombreux affluents des réseaux hydrographiques Columbia et Fraser qui coulent en direction de l'ouest, le réseau hydrographique Mackenzie qui coule en direction du nord et le réseau hydrographique Saskatchewan-Nelson qui coule en direction de l'est prennent leur source dans les Montagnes Rocheuses (figure 3).

Les températures moyennes de l'air en juillet sont de 12 °C et en janvier de -3 °C dans les avant-monts et de -14 °C dans les montagnes.

Les précipitations sont en moyenne de 400 mm/an dans les avant-monts et de 700 mm/an dans les montagnes et peuvent atteindre par endroit plus de 1200 mm (figure 4).

L'évapotranspiration potentielle, qui suit une tendance inverse à celle des précipitations, varie de 500 mm dans des parties sud des avant-monts à 350 mm le long de la frontière nord-ouest entre l'Alberta et la Colombie-Britannique (figure 5). Parce que les précipitations sont relativement élevées et dépassent l'évapotranspiration potentielle dans toutes les régions, de grandes quantités d'eau sont disponibles pour l'alimentation des aquifères et le ruissellement des cours d'eau (figure 6).

Présence d'eaux souterraines

Au point de vue régional, les Montagnes Rocheuses et les avant-monts servent de principale zone d'alimentation des sédiments paléozoïques et mésozoïques du bassin sédimentaire de l'Ouest. Toutefois, en raison des nombreuses irrégularités topographiques des Rocheuses, il existe un nombre infini de petits réseaux d'écoulement locaux et très probablement plusieurs couches de réseaux d'écoulement superposés.

L'eau souterraine, croit-on, coule principalement par des fractures jusqu'à une faille importante où l'écoulement n'est pas empêché. Les vallées situées entre les montagnes drainent à leur tour une certaine partie provenant des failles qu'elles entrecroisent (Barnes, 1977). Localement, il a été observé que ces fractures et ces failles sont bloquées par des argiles, comme c'est le cas dans la région de Willow Creek dans le nord-est de la Colombie-Britannique (IEC Consultants, 1982).

L'hydrogéologie de la roche en place des Montagnes Rocheuses et des avant-monts n'a pas été étudiée à fond, mais l'on croit en général que la

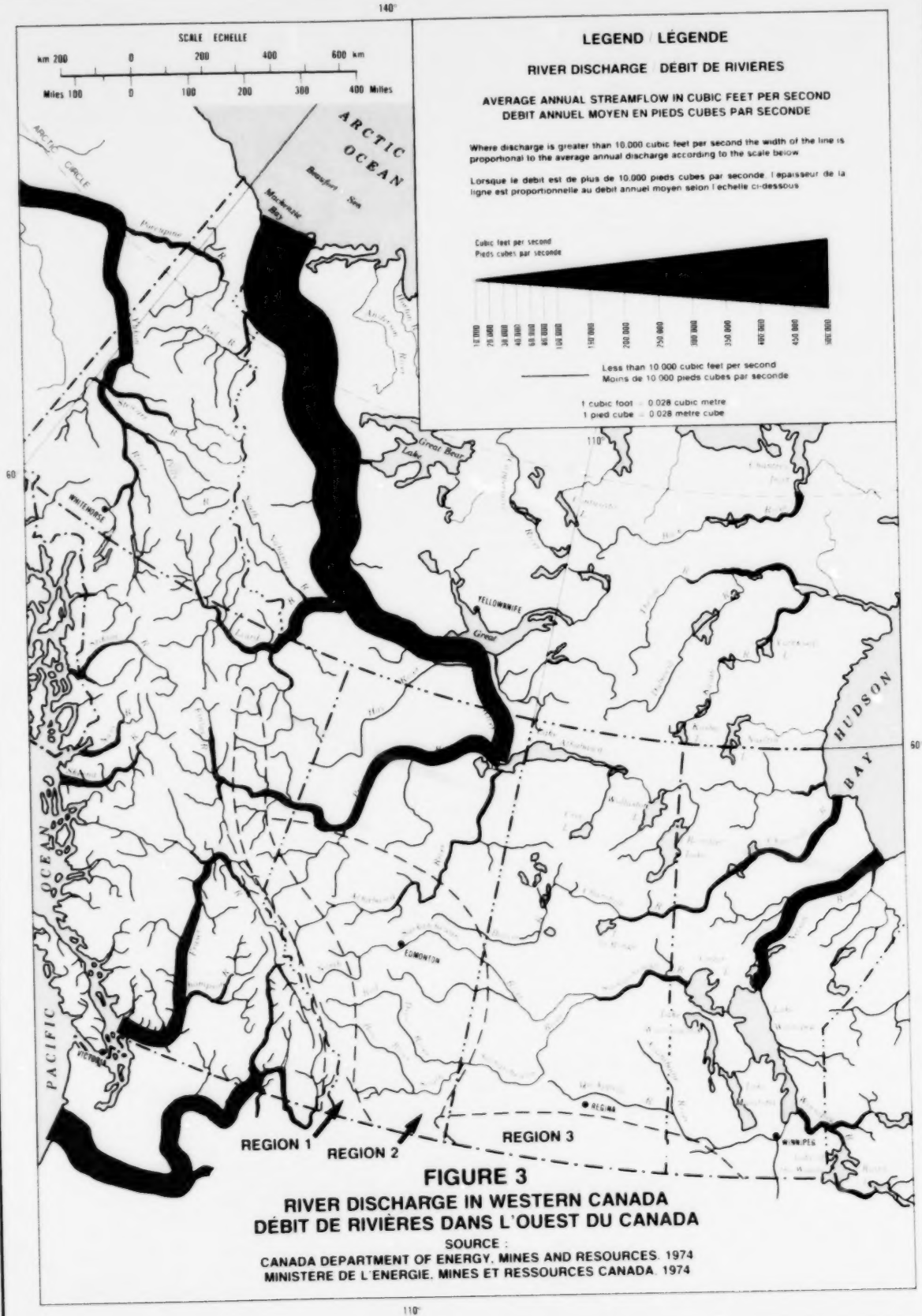


FIGURE 3

RIVER DISCHARGE IN WESTERN CANADA
DÉBIT DE RIVIÈRES DANS L'OUEST DU CANADA

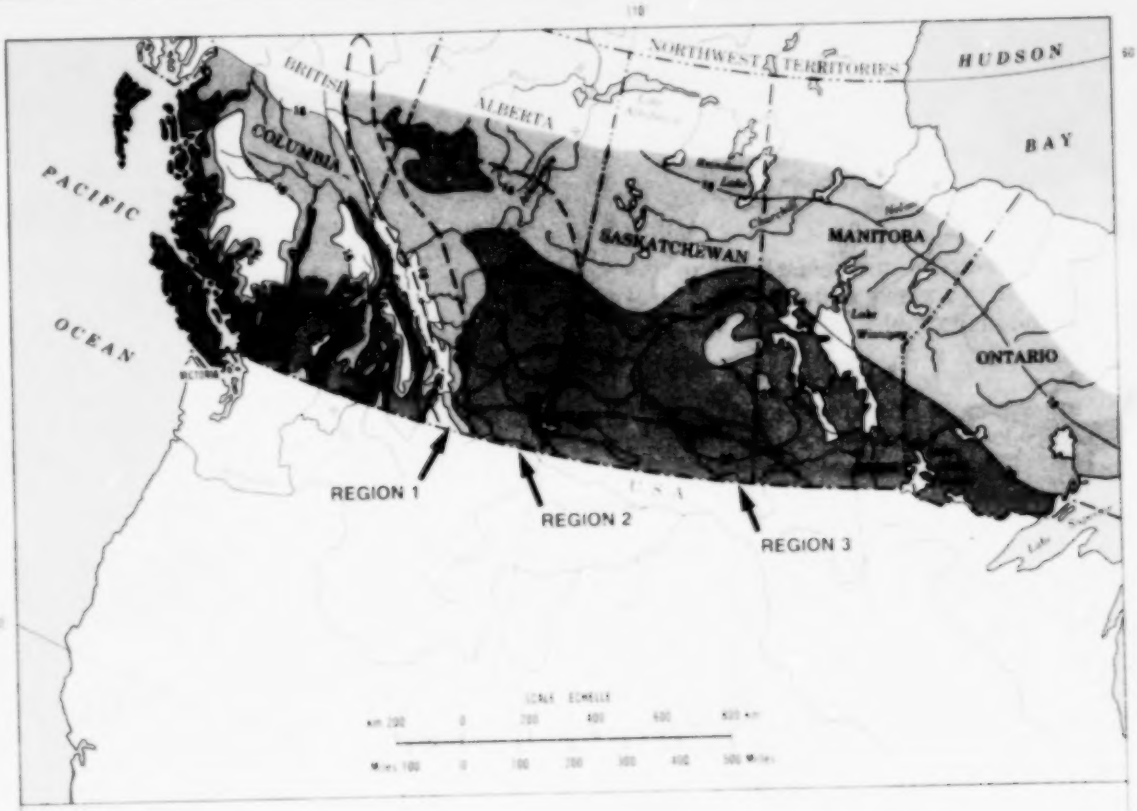
SOURCE :

CANADA DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES, 1974
MINISTERE DE L'ENERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA, 1974

FIGURE 4

AVERAGE ANNUAL PRECIPITATION IN WESTERN CANADA
PRECIPITATION ANNUELLE MOYENNE DANS L'OUEST DU CANADA

SOURCE :
CANADA DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES, 1974
MINISTERE DE L'ENERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA, 1974



LEGEND LEGENDE

AVERAGE ANNUAL POTENTIAL EVAPOTRANSPIRATION
EVAPOTRANSPIRATION POTENTIELLE ANNUELLE MOYENNE

inches	16	20	24	pouces
cm	40.6	50.8	61.0	cm

Potential Evapotranspiration : The potential water loss by evaporation and transpiration from ground and plant surfaces where there is a continuous vegetation cover and sufficient soil moisture for plant use.

Evapotranspiration Potentielle : La perte d'eau potentielle par evaporation et transpiration provenant de la surface du sol et des plantes là ou il y a un couvert vegetatif continu et suffisamment d'humidite dans le sol pour suffire aux plantes.

Values on the map are in inches per year.
Valeurs sur la carte sont en pouces par an.

FIGURE 5

AVERAGE ANNUAL POTENTIAL EVAPOTRANSPIRATION IN WESTERN CANADA
EVAPOTRANSPIRATION POTENTIELLE ANNUELLE MOYENNE DANS L'OUEST DU CANADA

SOURCES :
CANADA DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES, 1974
MINITERE DE L'ENERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA, 1974

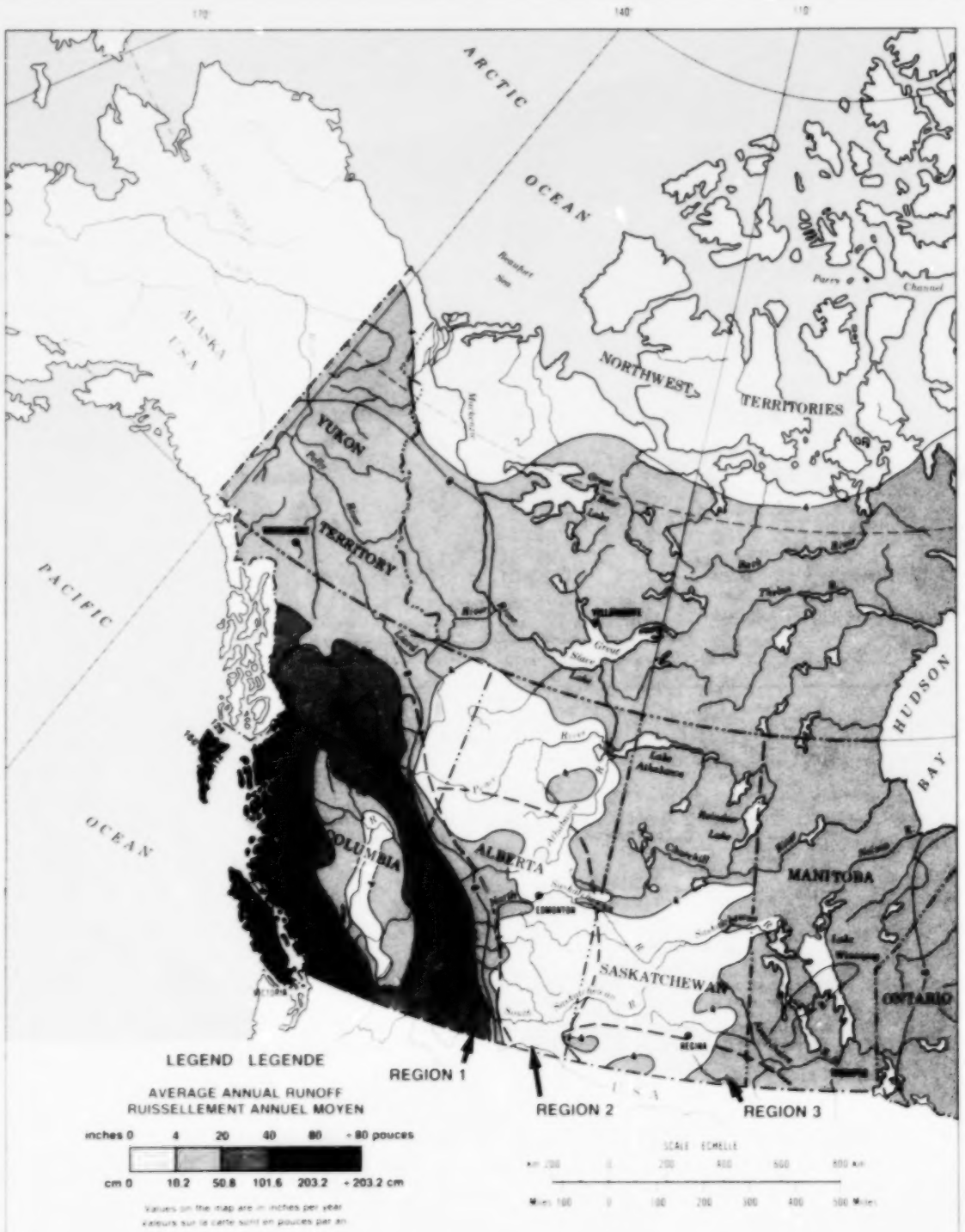


FIGURE 6

AVERAGE ANNUAL RUNOFF IN WESTERN CANADA
RUISSELLEMENT ANNUEL MOYEN DANS L'OUEST DU CANADA

SOURCE :
CANADA DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES, 1974
MINISTERE DE L'ENERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA, 1974

roche en place a un piètre potentiel de rétention des eaux souterraines. Les caractéristiques de l'hydrogéologie de cette région sont :

1) les mêmes pressions, qui ont créé les montagnes, ont provoqué la recristallisation métamorphique de la roche en place, réduisant grandement la porosité

2) la fracturation et la formation des failles orogéniques ont augmenté la perméabilité des fractures et ont permis le développement de la perméabilité karstique dans des parties des dépôts de carbonates paléozoiques.

3) la topographie montagneuse crée de forts gradients hydrauliques et de pression. Sauf quelques exceptions, les puits situés dans la roche en place de cette région produisent généralement des écoulements de moins de 0.5 L/s. Des rendements plus élevés ont été mesurés dans le charbon de la formation de Gates (Pétro Canada, 1981) et des débits atteignant 75 L/s ont été mesurés à des sources jaillissant de carbonates karstiques dans des dépressions topographiques.

Les Montagnes Rocheuses sont fortement altérées surtout par des processus mécaniques. C'est ainsi que les sédiments qui se sont accumulés ont atteint des épaisseurs de plus de 100 m dans les vallées situées entre les montagnes et comprennent des talus, des débris de glissement de terrain et des cônes alluviaux. Ces dépôts contiennent souvent des couches de gravier pur et produisent habituellement des débits de 8 à 40 L/s (Barnes, 1977; Ozoray et Barnes, 1978).

Qualité des eaux souterraines

Les eaux souterraines des Montagnes Rocheuses et des avant-monts sont caractéristiques des aires d'alimentation. Les principaux éléments de l'eau des aires d'alimentation sont : Ca^{2+}, Mg^{2+}, HCO_3^-, CO_3^{2-} et les matières totales dissoutes ont des concentrations de 50 à 500 mg/L. Dans certaines aires d'émergence, comme les sources d'eaux chaudes à Banff en Alberta, les eaux carbonatées d'origine mississippienne et dévonienne ont des températures élevées et d'importantes minéralisations de sulfure (SO_4^{2-}, H_2S, Na^+) ce qui porte les concentrations de matières totales dissoutes à 2000 mg/L.

La qualité de l'eau qui s'écoule dans les couches de charbon de la région n'est pas connue. Les eaux de surface qui se trouvent dans le voisinage des mines de charbon dans le nord-est de la Colombie-Britannique sont dures (100 à 230 mg/L $CaCO_3$) et alcalines et contiennent des Ca^{2+}, Mg^{2+}, HCO_3^- et de 20 à 40 mg/L de SO_4^{2-} (IEC Consultants, 1982). Ces teneurs concordent avec les concentrations régionales. Etant donné que les charbons de cette région ont de faibles teneurs en soufre et consomment généralement de l'acide, l'on peut supposer que les eaux qui s'écoulent dans les charbons auront les mêmes concentrations chimiques que les eaux de surface.

Hydrogéologie des gisements de charbon

Les gisements de charbon du nord-est de la Colombie-Britannique se comportent comme des aquifères tandis que dans le sud-est de la

Colombie-Britannique, ils se comportent comme des aquicludes. Les charbons du nord-est de la Colombie-Britannique sont extrêmement fracturés et des rendements élevés ont été attribués à une augmentation de la perméabilité due à la fracturation. Des sources ont souvent été observées à la base des couches de charbon. Les paramètres hydrauliques des charbons de la formation de Gates et des sédiments qui les recouvrent à la mine Monkman envisagée par Pétro-Canada sont énumérés au tableau 1. Ces valeurs sont semblables à celles d'un aquifère modérément bon comme un aquifère de sable limoneux.

Tableau 1. Paramètres hydrauliques du niveau de Gates et couverture de la mine Monkman située dans le nord-est de la Colombie-Britannique

Paramètre	Intervalle	Moyenne
Grès de charbons :		
Transmissivité	3.0×10^{-4} à 1.5×10^{-3} m^2/s	Moyenne 7.0×10^{-4} m^2/s
Coefficient d'emmagasinement	2.0×10^{-4} à 1×10^{-2}	Moyenne 8.0×10^{-3}
Conductivité hydraulique déterminée à la suite d'essais effectués à l'aide de pompes (résultats favorables)	4.3×10^{-6} à 2×10^{-5} m/s	Moyenne 1.0×10^{-5} m/s
Conductivité hydraulique déterminée à la suite d'essais effectués à divers niveaux (résultats moins favorables)		Moyenne 1.3×10^{-6} m/s
Grès fin et schistes argileux		
Conductivité hydraulique déterminée à la suite d'essais effectués à divers niveaux	5.8×10^{-9} à 1.3×10^{-8} m/s	
Sédiments glaciaires et lacustres		
Conductivité hydraulique déterminée par analyse granulométrique		
Moraine	1.0×10^{-6} m/s	
Lacustre/Fluviatile	1.0×10^{-7} m/s	

Source: Petro-Canada (1981).

Les charbons du sud-est de la Colombie-Britannique et des Montagnes Rocheuses du sud-ouest de l'Alberta se comportent comme des aquicludes. Des sources ont été observées dans la partie supérieure des couches de charbon (S. Samuelson et T. Keigan, Westar Mining Ltd., Sparwood, B.C., comm. pers., 1983). La couverture a une grande perméabilité, probablement supérieure à celle du charbon sous-jacent, faisant ainsi du charbon une couche encaissante, ou un aquiclude.

Dans certaines conditions, le charbon est hydrophobe. Au cours d'une récente visite à la mine Harmer située à Sparwood, en Colombie-Britannique, le principal auteur (C. Carr) a observé une flaque d'eau de pluie repoussée par du charbon pulvérisé; il n'y avait ni infiltration ni absorption d'eau. Toutefois, la teneur en eau du charbon de la mine Harmer passe de 2 % *in situ* à 3.5 % ou 4 % avant d'atteindre l'usine de préparation (G. Nicolson, Westar Mining Ltd., Sparwood, B.C., comm. pers., 1983). Cela indique que le charbon absorbe facilement l'humidité atmosphérique.

REGION 2

Milieu des eaux de surface

Les plaines de l'Alberta s'étendent des flancs des avant-monts jusqu'à la frontière de la Saskatchewan. La surface des plaines est relativement uniforme, puisqu'il n'y a que quelques formations de collines basses, très éloignées les unes des autres, comme les collines Cypress dans le sud-est, les collines Porcupine dans le sud-ouest et les collines Wintering et Hand à l'est de Calgary. Une grande partie de la région des plaines s'élève à environ 760 m, les vallées fluviales sont encaissées dans des dépressions de 60 à 100 m et les collines s'élèvent à 1000 m ou plus (Bostock, 1976).

Le drainage dans la région des plaines est dominé par le réseau hydrographique Saskatchewan-Nelson qui coulent en direction de l'est. La partie nord de la région est drainée par les rivières Peace et Athabasca qui coulent en direction du nord. L'extrémité sud de la région est drainée par les affluents du réseau hydrographique Missouri, notamment la rivière Milk (figure 3).

Les températures de l'air de la région varient de $\pm$2 °C en janvier à +18 °C en juillet. Les précipitations annuelles diminuent en direction de l'est et passent de 500 à 800 mm à moins de 400 mm. Dans certaines parties du sud-est de l'Alberta, moins de 300 mm de précipitations sont prévues annuellement (figure 4). L'évapotranspiration potentielle annuelle augmente en direction de l'est et passe de 400 à 550 mm (figure 5). L'évapotranspiration potentielle élevée et les températures élevées, associées aux faibles précipitations ont créé dans une grande partie de la région des aires sèches et même semi-arides.

Présence d'eaux souterraines

Les eaux souterraines régionales s'écoulent en direction est-nord-est, en partant de l'aire d'alimentation dans les montagnes et les avant-monts de la région 1, en traversant les roches sédimentaires captives profondes du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada et en allant jusqu'aux aires d'émergence en Saskatchewan et au Manitoba.

Il existe au-dessus des réseaux d'écoulement régionaux plusieurs réseaux d'écoulement intermédiaires et locaux. Ils sont alimentés par des hauteurs topographiques comme les collines Cypress. Il faut une petite hauteur pour l'alimentation. La partie de l'aire d'alimentation diminue vers l'est à cause du plus petit nombre de hauteurs topographiques et de la diminution des précipitations.

La *roche en place* de la région 2 est composée d'un ensemble de roches sédimentaires épaisses qui reposent à plat et qui ont une continuité latérale, ce qui assure une importante capacité de retenue d'eau. Etant donné que l'alimentation se fait surtout depuis les montagnes et les avant-monts à l'ouest, les gradients hydrauliques sont élevés.

Les meilleurs aquifères de la roche en place sont les charbons de Horseshoe Canyon (rendement de 2 à 8 L/s), de Paskapoo Sandstone (rendement de 8 à 35 L/s), de Millet Sandstone (formation d'Edmonton) (rendement 7.6 L/s) et de Milk River Sandstone (rendement de 0.4 à 4.0 L/s) où il existe de nombreux puits d'écoulement. Les informations hydrogéologiques détaillées sont présentées à l'annexe A.

Les *gisements superficiels* de la région 2 sont composés principalement de moraines riches en argile. Ces gisements sont de piètres aquifères mais, en raison de la variabilité caractéristique de la moraine, il existe de nombreux petits aquifères sableux qui conviennent à l'approvisionnement en eau des exploitations agricoles.

Les dépôts glaciaires moins courants dans la région qui constituent toujours de bons aquifères sont :

1) le sable et le gravier qui remplissent les vallées antéglaciaires
2) les alluvions glaciaires
3) les lentilles de sable et de gravier interglaciaires.

Les récents dépôts d'alluvions font également de bons aquifères.

Le sable et le gravier des vallées antéglaciaires constituent les plus importants aquifères superficiels de la région 2. Environ 30 à 50 tranchées profondes creusées dans la roche de fond ont été remplies par du sable, du gravier, du limon et de l'argile qui forment des conduites étroites très perméables atteignant des longueurs de 100 km. Les variations latérales et verticales dans la roche entraînent une grande variabilité du rendement. Le sable et le gravier ont un rendement de 5 à 10 L/s, mais des rendements supérieurs à 40 L/s ont été observés dans le sud-ouest de l'Alberta où les montagnes qui se trouvent à proximité ont produit des roches clastiques grossières pures et une charge hydraulique élevée. Les puits qui captent les eaux de ces gisements ont souvent un écoulement libre (Tokarsky, 1974). Les vallées antéglaciaires, remplies de limon et d'argile, comme la vallée Cereal à l'est de Red Deer, peuvent être complètement à sec (Borneuf, 1979).

Les dépôts d'alluvions glaciaires composés de sable et de gravier stratifiés recouvrent de petites superficies dans la région 2. Des rendements de 0.4 à 2.0 L/s ont été obtenus par un dépôt d'alluvions près de Medicine Hat, en Alberta (Stevenson et Borneuf, 1977).

Les lentilles de sable et de gravier interglaciaires sont peu nombreuses dans la région 2. Un important dépôt interglaciaire dans la région de Wabamun, située à l'ouest d'Edmonton, a donné un rendement de 2 à 8 L/s (Ozoray, 1972).

Des dépôts d'alluvions composés de sable et de gravier perméables se trouvent suffisamment près de plusieurs rivières parmi les plus grandes de la région 2 et sont facilement alimentés par ces rivières. Les rendements augmentent généralement en proportion de la hauteur de saturation des alluvions. Il a été signalé que les rivières Oldman, Crowsnest, Saskatchewan Sud et des parties des rivières Medicine Hat et Red Deer ont des dépôts d'alluvions dont les rendements sont supérieurs à 8 L/s et pouvant atteindre 40 L/s (Tokarsky, 1971, 1974; Stevenson et Borneuf, 1977).

Qualité des eaux souterraines

La qualité de l'eau souterraine dans la région des plaines de l'Alberta est généralement bonne, mais elle a tendance à diminuer d'ouest en est. Les problèmes particuliers dans la région sont :

1) des concentrations élevées de nitrate à faibles profondeurs dans toutes les parties de la région

2) des concentrations de fer et de fluorure qui dépassent localement les normes recommandées pour l'eau potable dans la partie ouest de la région

3) des concentrations de sulfure et de sodium et une alcalinité qui peuvent dépasser les normes recommandées pour l'eau potable dans la partie est de la région (Hackbarth, 1975).

Dans les aquifères de la roche en place de la région, les matières totales dissoutes augmentent généralement en fonction de la profondeur et de l'âge de la formation. La concentration des matières totales dissoutes dans l'eau souterraine varie de moins de 100 mg/L dans les aires d'émergence de la formation de Paskapoo (grès) à plus de 4000 mg/L dans la partie est de la formation de Milk River (grès). La quantité de schistes argileux détermine principalement la concentration des matières totales dissoutes dans la roche en place plus profonde. Les schistes réduisent la vitesse d'écoulement des eaux souterraines, ce qui prolonge la période de dissolution de l'aquifère; les schistes ont également une plus grande partie d'ions à valence faible. La teneur en ions varie localement, et en direction de l'ouest, les eaux contiennent surtout les éléments chimiques suivants : Ca^{2+}, HCO_3^- et CO_3^{2-} et en direction de l'est : Na^+ et SO_4^{2-}.

La qualité des eaux souterraines contenues dans les charbons de la région est peu connue. Même si l'on croit que la qualité des eaux est généralement bonne, des études hydrogéologiques récentes ont donné des résultats contradictoires. Ozoray (1972) signale que l'eau de la formation de Horseshoe Canyon riche en charbon contient Na^+ et HCO_3^- et des concentrations de matières totales dissoutes de moins de 100 mg/L; localement, SO_4^{2-} est l'anion dominant. Par contre, Borneuf (1972, p. 7) signale que les puits des couches de charbon situées près de Drumheller ont «des rendements assez bons, mais la qualité de l'eau est très mauvaise».

La qualité de l'eau des dépôts superficiels est généralement très bonne lorsque l'écoulement est modéré. La concentration des matières totales dissoutes a tendance à augmenter en direction de l'est. Les concentrations peuvent être très élevées lorsque l'écoulement souterrain est lent comme dans les moraines riches en argile, particulièrement celles de l'est et celles qui reposent sur des schistes argileux. Dans les aires d'alimentation, les concentrations de matières totales dissoutes sont inférieures à 1500 mg/L et les ions dominants sont Ca^{2+}, Mg^{2+} et HCO_3^-; dans les réseaux d'écoulement intermédiaires et les aires d'émergence, les concentrations augmentent et les ions dominants sont Na^+, SO_4^{2-} et Cl^-.

Dans la partie est de la région, des aires d'émergence prononcées comme des sources, des zones de suintement et des «trous de savon», sont souvent entourées par des dépôts de gypse ($CaSO_4$) (Borneuf, 1972). Dans une fondrière située près de Drumheller, Borneuf (1979) a mesuré des concentrations de matières totales dissoutes de 300 000 mg/L ayant de fortes teneurs de sodium, de magnésium, de sulfates et de chlorure (en ordre décroissant).

Hydrogéologie des gisements de charbon

L'écoulement souterrain dans les charbons des plaines de l'Alberta est mieux compris que celui des Rocheuses. Il est bien connu que les charbons sont des aquifères et que le rendement d'un aquifère est fonction du degré de fracturation. Par conséquent, le degré de fracturation détermine la perméabilité, la conductivité hydraulique, le rendement soutenu et l'orientation de l'écoulement local. Dans la formation de Horseshoe Canyon située près d'Edmonton, où l'hydrogéologie des charbons est la mieux connue, la perméabilité des fractures diminue en fonction de la profondeur. La fracturation différentielle peut être le résultat de pressions plus grandes exercées par des glaciers sur les charbons des hauteurs topographiques ou par des détentes isostatiques de la roche en place des vallées glaciaires,

Tableau 2. Paramètres hydrauliques de la formation de Horseshoe Canyon située dans la région d'Edmonton

Paramètre	Intervalle	Moyenne
Charbons fracturés :		
Transmissivité	7×10^{-5} à 8×10^{-3} m^2/s	Moyenne 1×10^{-3} m^2/s
Conductivité hydraulique	2×10^{-5} à 3×10^{-3} m/s	Moyenne 5×10^{-4} m/s
Rendement soutenu	2 à 8 L/s	1/3 du rendement > 8 L/s
Charbons non fracturés :		
Transmissivité	1×10^{-7} à 2×10^{-6} m^2/s	
Rendement soutenu	0.1 à 0.4 L/s	

Sources: Stein (1982); Ceroici (1979).

détentes dues aux déchargements de sédiments (Stein, 1982). La fracturation la plus importante et la plus profonde se produit le long des terrasses de la vallée enfouie antéglaciaire de Vegreville, située à 20 km au sud-est d'Edmonton, où les couches de charbon d'une profondeur de plus de 75 m ont un rendement habituel de 2 à 8 L/s.

Le tableau 2 énumère les paramètres hydrauliques produits par les essais effectués à la pompe dans les aquifères de charbon dans la région d'Edmonton. Les charbons fracturés ont une bonne capacité de production d'eau, équivalente approximativement à celle d'un sable pur, tandis que les charbons non fracturés ont une fois et demie à trois fois moins de capacité de produire de l'eau, soit approximativement l'équivalent de la capacité du limon.

REGION 3

Milieu des eaux de surface

La région 3 est une bande d'une largeur de 150 km, située au sud de la Saskatchewan et du Manitoba, qui s'étend de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan et qui se rend jusqu'au sud-ouest du Manitoba (figure 1). Elle est légèrement onduleuse, sa surface varie de 450 à 800 m au-dessus du niveau de la mer et le relief est d'environ 90 m dans les parties les plus onduleuses (Bostock, 1976). La montagne Turtle au Manitoba s'élève à environ 250 m au-dessus de la surface des plaines. Dans sa partie supérieure, la montagne compte plus de 50 petits lacs dont la plupart n'ont aucun drainage de surface.

Le drainage dans la région est dominé par les affluents du bassin du fleuve Missouri qui coule en direction du sud et par la rivière Souris et ses affluents qui coulent en direction du sud et de l'est. Quelques rivières ont un drainage en direction du nord et forment une partie du réseau hydrographique Saskatchewan-Nelson.

Le débit fluvial de la région est faible ou intermittent et les écoulements annuels moyens sont inférieurs à 28 m^3/s.

Le sud de la Saskatchewan a un climat sec; les précipitations annuelles atteignent de 300 à 400 mm et l'évapotranspiration potentielle est de 500 mm (figures 4 et 5). Le surplus de 150 à 200 mm de l'évapotranspiration potentielle réduit au minimum le ruissellement et l'alimentation des eaux souterraines à tout moment de l'année, sauf au printemps (figure 6). Au cours du printemps, l'évapotranspiration potentielle est plus faible que la moyenne annuelle et une abondance d'eau provenant de la fonte des neiges et des précipitations permet d'alimenter les eaux souterraines.

La montagne Turtle reçoit approximativement 500 mm de précipitations par année et a une évapotranspiration potentielle de 570 mm.

Présence d'eaux souterraines

L'hydrogéologie de la région 3 est semblable à celle de la région des plaines de l'Alberta. L'écoulement régional a une orientation est-nord-est et

franchit des formations profondes (supérieures à 300 m) pour se déverser le long de leurs fronts d'érosion dans le nord de la Saskatchewan et le centre du Manitoba. La concentration des matières totales dissoutes est généralement élevée, reflétant la grande distance jusqu'à l'aire principale d'alimentation dans les avant-monts. Les formations moins profondes, dont la plupart ne sont pas consolidées, sont alimentées uniquement par le ruissellement du printemps à cause des faibles précipitations et de l'évapotranspiration élevée. Les aires d'alimentation sont plus difficiles à déterminer en Saskatchewan et au Manitoba à cause de l'absence de variation topographique. Les collines Cypress et les montagnes Wood et Turtle se sont révélées des aires d'alimentation des réseaux d'écoulement locaux et probablement intermédiaires.

Dans la *roche en place* de la région de la Saskatchewan et du Manitoba, il n'y a aucune zone capable de produire 8 L/s d'eau à la seconde avec des concentrations de matières totales dissoutes inférieures à 4000 mg/L. Quelques formations, situées à 300 m de la surface, peuvent satisfaire aux exigences de rendement d'un important aquifère, mais elles ne peuvent être considérées comme tel en raison de concentrations élevées de matières totales dissoutes.

Le groupe de Blairmore, qui va de la Colombie-Britannique au Manitoba, peut servir à retenir l'eau au moyen d'alimentation artificielle. Au Manitoba, il est connu sous le nom de groupe de Swan River et il s'agit de l'une des formations les plus continues et les plus perméables de la région. Le rendement est habituellement de 1 à 5 L/s, mais il peut atteindre 15 L/s (Rutulis, 1982). Des conductivités hydrauliques de 3.5×10^{-4} m/s ont été relevées (Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972). Les matières totales dissoutes ont des concentrations de 5000 à 10 000 mg/L au Manitoba (Rutulis, 1982).

Les autres formations moins profondes qui peuvent servir à une exploitation à faible rendement sont la formation de Judith River (transmissivité de 8.2 à 10.5 x 10^{-5} m^2/s (Whitaker, 1981)), la formation de Frenchman (rendement maximum de 4 L/s (Whitaker, 1967)) et la formation de Ravenscrag.

Les principaux prélèvements d'eaux souterraines de la région ne provoqueront vraisemblablement pas d'affaissement. Pendant la glaciation, les sédiments sous-jacents ont été constamment soumis à des contraintes de compressions élevées et ont été consolidés par une tension supérieure à n'importe quelle force qui aurait pu être développée par la formation d'un aquifère (Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972).

Les *dépôts de surface* de la formation d'Empress sont peut-être les seuls aquifères importants de la région de la Saskatchewan et du Manitoba. La formation d'Empress comprend des dépôts de sable et de gravier, longs, étroits et continus qui remplissent les vallées glaciaires et antéglaciaires. Ces dépôts drainent les sédiments sus-jacents et la roche en place adjacente. Les aquifères des vallées Estevan et Weyburn ainsi que la formation de Ravenscrag ont une continuité hydraulique et forment le réseau aquifère Estevan. Le rendement net des eaux souterraines de ce système a été estimé à 430 L/s (Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972).

L'aquifère de la vallée Estevan draine la région adjacente dans la rivière Souris au nord-ouest de la ville d'Estevan. Le rendement net des eaux souterraines de cet aquifère a été estimé à 500 L/s. La moyenne des matières totales dissoutes a été estimée à 1770 mg/L (Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972). Les données sur le tritium indiquent que l'aquifère de la vallée Estevan est alimenté par les précipitations, mais le débit d'alimentation est inconnu.

L'aquifère de la vallée Weyburn est composé de dépôts de sable et de gravier, continus de façon longitudinale et recouverts de moraine; ces dépôts ont rempli une vallée fluvio-glaciaire, encaissée dans les schistes argileux de la formation de Bearpaw. Deux ans de pompage à raison de 40 L/s n'ont pas permis d'équilibrer un puits situé dans l'aquifère de la vallée Weyburn.

Les paramètres hydrauliques ne sont pas disponibles pour l'aquifère de la formation de Ravenscrag.

Qualité des eaux souterraines

L'utilité de nombreux dépôts aquifères de la région est limitée par les concentrations élevées de matières totales dissoutes qui dépassent souvent les normes de 500 mg/L pour l'eau potable (Santé et Bien-être social Canada, 1978). Les données sur la qualité de l'eau du sud de la Saskatchewan indiquent que les matières totales dissoutes augmentent d'ouest en est en fonction de la profondeur. Les données extraites de Whitaker (1967, 1974a, 1976) sont les suivantes :

Formation	Matières totales dissoutes (mg/L)
Judith River	<2000 à >6500
Bearpaw	moyenne de 1170
Frenchman	300 à 5350
Ravenscrag	260 à 3570 moyenne de 1000
Cypress Hills	moyenne de 310
Empress	aquifère de la vallée Estevan moyenne de 1770
Empress	aquifère de la vallée Weyburn moyenne de 2370

Des concentrations de fer de 2.1 mg/L ont été mesurées dans l'eau de l'aquifère de la vallée Estevan (Christiansen et Parizet, 1961). Ces concentrations de fer sont de beaucoup supérieures aux normes admises pour l'eau potable (0.3 mg/L) et représentent un problème potentiel pour la qualité de l'eau souterraine.

Hydrogéologie des gisements de charbon

L'hydrogéologie des gisements de charbon de la région 3 n'est pas bien connue. Selon Whitaker (1967, 1974a,b), les dépôts de sable ainsi que les couches de lignite de la formation de Ravenscrag peuvent produire des débits variables, mais la moyenne n'est que de 0.5 L/s. Toutefois, dans une étude des propriétés hydrauliques du charbon et des matières connexes, effectuée par Rehm et coll. (1980) au Dakota du Nord, des conductivités hydrauliques beaucoup plus élevées ont été déterminées pour des charbons semblables à ceux de la région 3. Compte tenu des données élevées sur la conductivité hydraulique signalées par Rehm et coll. (1980), il est possible que le charbon de la région 3 puisse contenir de plus grandes quantités d'eau que ne l'indique Whitaker (1967, 1974a,b). Rehm et coll. (1980) soutiennent que les fractures sont les seules causes de la perméabilité du charbon.

RESUME

Un vaste aperçu des eaux souterraines et de surface de la région étudiée a été présenté. Rien n'a été fait pour évaluer la quantité totale d'eaux souterraines et de surface disponible dans chaque région. A partir de cette étude et des informations sur la demande d'eau, présentées dans la partie A de ce rapport, il est conclu que des réserves d'eau suffisantes peuvent servir aux activités, actuelles et prévues, de l'industrie houillère dans la région 1, mais non dans certaines parties des régions 2 et 3 où il y a peu de réserves ou beaucoup de concurrence entre les utilisateurs.

Les eaux souterraines et de surface ainsi que les principaux bassins houillers et les mines de charbon actives dans l'Ouest du Canada sont indiqués à la figure 2. Les aquifères à rendement élevé ne sont pas tous indiqués en raison de l'échelle de la carte et par manque d'informations plus précises sur les sites. Les données sur les ressources en charbon et en eau de chaque région sont résumées au tableau 3.

Dans la région 1, il existe de nombreux petits cours d'eau et rivières au débit rapide qui fournissent de grandes quantités d'eau de bonne qualité. En outre, il existe de nombreux aquifères alluvionnaires, colluviaux et karstiques peu étendus. Cependant ils ont une capacité élevée d'alimentation et sont répartis de façon égale dans toute la région (figure 2). D'autres études sur les eaux souterraines de la région 1 révéleraient probablement l'emplacement de nombreux autres aquifères à rendement élevé en plus de ceux qui sont actuellement signalés.

Dans la région 2, la capacité des eaux souterraines et de surface à satisfaire aux exigences en eau, diminue en direction de l'est. Le réseau des eaux de surface, composé principalement d'un ensemble de rivières qui coulent en direction de l'est, satisfait actuellement à environ 95 % de tous les besoins en eau de l'Alberta (Prairie Provinces Water Board, 1984). Cette

Tableau 3. Résumé des ressources en charbon et en eaux souterraines

	Région 1	Région 2	Région 3
Catégorie de charbon	Bitumineux	Sous-bitumineux	Lignite
Age du charbon	Crétacé inférieur Jurassique supérieur	Crétacé supérieur Tertiaire inférieur	Tertiaire
Réserves estimatives	71 x 10^9 tonnes	102 x 10^9 tonnes	3.4 x 10^9 tonnes
Méthodes minières	A ciel ouvert, sous-terre	A ciel ouvert, par excavateurs	Par excavateurs, à ciel ouvert
Superficie (approximative)	80 000 km^2	300 000 km^2	74 000 km^2
Topographie	Montagnes, avant-monts	Plaines	Plaines
Précipitation (moyenne) (annuelle)	400-1000 mm/a	300-600 mm/a	250-500 mm/a
Evapotranspiration (moyenne) (annuelle)	350-500 mm/a	400-550 mm/a	500-600 mm/a
Principaux aquifères (>8 L/s)	>30	>50	1
Rendement maximum des puits	8-1000 L/s	8-50 L/s	40 L/s
Types des principaux aquifères	Sables et graviers alluvionnaires et colluviaux	Grès et charbons du tertiaire et du crétacé	Alluvions de vallées antéglaciaires enfouies
	Carbonates karstiques paléozoïques	Alluvions de vallées antéglaciaires enfouies	

forte demande et le fait que plus de 88 % des eaux des rivières des Prairies proviennent des Montagnes Rocheuses (Ziemkiewicz, 1983) ont entrainé une diminution rapide en direction de l'est des réserves de surface (figure 3).

La capacité des eaux souterraines à assurer un approvisionnement en eau diminue également en direction de l'est dans la région 2 parce que le nombre d'aquifères diminue et que les rendements sont inférieurs.

Pour pouvoir assurer l'avenir de l'industrie houillère, l'utilisation conjointe des eaux de surface et souterraines est peut-être la solution la

plus efficace, avec une utilisation progressive d'eaux souterraines dans la partie est de la région.

Dans la région 3, il n'y a ni rivière importante ni aucune autre étendue d'eau naturelle et il n'y a qu'un seul aquifère important. A la mine Poplar River, dans le bassin houiller Willow Bunch, un réservoir important a été construit récemment sur la rivière East Poplar pour approvisionner en eau la centrale électrique thermique Poplar River.

Le seul aquifère important de la région 3 est adjacent au bassin houiller Estevan, ce qui en fait la source idéale pour le développement dans la région. Les réserves en eau des bassins houillers des collines Cypress et des montagnes Wood et Turtle sont limitées.

Les sables et le grès profonds et perméables des Prairies ne sont pas considérés comme des aquifères à cause de la piètre qualité de l'eau. Toutefois, l'exploration hydrogéologique plus approfondie de ces formations pourrait révéler des réserves en eau potable.

Influence de l'exploitation et de la préparation du charbon sur les eaux souterraines

Il existe peu de données pour évaluer les effets de l'exploitation et de la préparation du charbon sur les eaux souterraines dans l'Ouest du Canada. Toutefois, à l'aide de l'expérience des Etats-Unis, il est possible que le développement actuel et prévu de l'exploitation minière dans l'Ouest du Canada entraîne des changements dans la quantité et la qualité des eaux dans les régions minières. La modification des régimes des eaux de surface et souterraines constitue une grande préoccupation, surtout en Saskatchewan et en Alberta (régions 2 et 3) où le développement se produit dans des bassins qui manquent déjà d'eau ou qui pourraient en manquer.[2]

Les paragraphes suivants analysent les répercussions de l'exploitation houillère sur la répartition et la qualité des eaux de surface et souterraines avant, pendant et après l'exploitation. La partie A de ce rapport évalue les quantités d'eau nécessaires pour l'exploitation et la préparation, actuelles et prévues, du charbon dans la région étudiée et cerne les problèmes actuels et potentiels posés par l'approvisionnement en eau.

Les problèmes de la qualité de l'eau généralement associés à l'exploitation houillère, c'est-à-dire le drainage acide des mines, sont minimes dans l'Ouest du Canada à cause de la faible teneur en sulfure des charbons et de la concentration élevée en carbonates et par conséquent, de la capacité tampon de la couverture de moraine. Par contre, le maintien d'un pH neutre ou élevé dans le drainage des mines prévient la désorption des ions métalliques du charbon et empêche le problème du lessivage des métaux lourds. Il peut toutefois y avoir des répercussions locales sur la qualité des eaux de surface et souterraines, particulièrement pendant et après l'exploitation.

REPERCUSSIONS AVANT L'EXPLOITATION

Les perturbations des terres en surface et sous la surface, dues aux activités d'exploration et à la préparation du site de la mine, peuvent se répercuter sur les eaux souterraines et de surface. La nature et le degré de ces perturbations varient d'une région à l'autre.

---

[2] Selon la Prairie Provinces Water Board (rapport inédit, 1984), la pénurie d'eau se produit dans un bassin lorsque la consommation dépasse 50 % soit de la réserve moyenne des années de sécheresse de 1976-1977 soit la plus faible réserve annuelle relevée.

Les répercussions des forages préliminaires dans l'Ouest du Canada ne sont pas connues, mais ceux-ci peuvent avoir des effets néfastes à cause des similitudes entre les réseaux des eaux souterraines de la région houillère de l'ouest des Etats-Unis et ceux des régions houillères des plaines de l'Alberta et de la Saskatchewan. Woessner et coll. (1979, p. 449) signalent que lorsque les forages d'exploration et d'établissement de plans de mines dans la région houillère de l'ouest des Etats-Unis «perforent des réseaux peu profonds et profonds d'eaux souterraines dans une zone, la migration et le mélange des eaux souterraines ont ainsi la possibilité d'augmenter» et «il peut se produire des répercussions mesurables sur les eaux souterraines».

La préparation d'un site minier comprend la construction de chaussées et d'installations de traitement du charbon et l'enlèvement de toute couverture végétale avant la première entaille. La construction augmente le potentiel d'érosion et peut perturber les schémas de drainage naturel de surface. Les pentes raides, les précipitations moyennes et le couvert forestier continu dans de nombreuses parties de la région 1 augmentent le potentiel d'érosion beaucoup plus que dans les plaines sèches, dépourvues de forêts et relativement horizontales des régions 2 et 3. Les sédiments provenant de l'érosion qui pénètrent dans les eaux de surface peuvent perturber la vie aquatique et réduire leur valeur esthétique, mais ne devraient avoir que peu de répercussions sur la qualité des eaux souterraines.

La perturbation des schémas de drainage naturel des eaux de surface se fera sentir le plus gravement dans les montagnes et les avant-monts de la région 1. La dérivation des rivières et des cours d'eau loin des sites miniers modifiera les schémas d'écoulement des eaux souterraines.

Le déboisement avant l'exploitation est nécessaire uniquement dans la région 1. L'évapotranspiration, le ruissellement et la texture et la configuration du sol seront modifiés par le déboisement, ce qui influencera sur l'infiltration et par conséquent l'alimentation n'est pas connue. Quant à la partie est des Montagnes Rocheuses et des avant-monts qui servent d'aire régionale d'alimentation, la superficie totale déboisée pour l'exploitation houillère (passée et future) est trop petite pour avoir un effet sur l'écoulement régional. Toutefois, les réseaux d'écoulement locaux et intermédiaires peuvent changer de quantité et de direction.

REPERCUSSIONS PENDANT L'EXPLOITATION

L'exploitation houillère peut influencer la quantité et la répartition des eaux souterraines à la suite de l'enlèvement de la couverture, des travaux d'assèchement et de l'utilisation de l'eau dans l'extraction et la préparation du charbon; la qualité des eaux souterraines peut être influencée par le déversement des effluents des installations de préparation du charbon, les fuites des installations auxiliaires et le mélange et la redistribution des eaux souterraines dus à l'assèchement et à la modification physique des aquifères (c'est-à-dire l'excavation).

L'enlèvement de la couverture et l'extraction subséquente du charbon entraînent l'interception de l'écoulement souterrain naturel et la fuite des eaux souterraines emmagasinées (Woessner et coll., 1979). L'assèchement est nécessaire pour réduire la hauteur de la nappe phréatique sous le niveau le

plus bas d'excavation. La modification de la nappe phréatique par les travaux d'assèchement peut entraîner un écoulement souterrain supplémentaire dans la mine depuis les réservoirs et les cours d'eau avoisinants (Woessner et coll., 1979). «Finalement un nouvel équilibre sera établi et l'arrivée d'eau dans la mine sera ainsi contrôlée» (Woessner et coll., 1979, p. 449).

Selon Grisak (1980, p. 10), l'assèchement n'est «pas généralement considéré comme nuisible dans les régions houillères des montagnes de l'ouest du Canada (région 1), puisque l'eau pour la consommation résidentielle et municipale est, en majeure partie, prélevée en surface ou dans des puits creusés dans les plaines d'inondation reposant principalement sur du gravier». Toutefois, dans de nombreuses parties des régions 2 et 3, l'eau pour la consommation résidentielle est principalement prélevée dans des couches de charbon (Ziemkiewicz, 1984). A la mine Poplar River et à la centrale électrique thermique situées près de Coronach, en Saskatchewan, il a été nécessaire d'approfondir ou de forer de nouveau la plupart des puits de consommation résidentielle avoisinants qui ont été perturbés par les travaux d'assèchement (Grisak, 1980). Par contre, la mine Monkman, envisagée par Pétro-Canada dans le nord-est de la Colombie-Britannique, pourrait être asséchée à raison de 600 L/s, plus du double qu'il n'en a fallu pour la mine Poplar River (Pétro-Canada, 1981). Même s'il est prévu que le niveau hydrostatique de la mine Monkman sera abaissé de 100 m et que le cône de dépression aura un rayon de 4 km, les conflits entourant l'utilisation de l'eau devraient être minimes, étant donné l'éloignement de la mine.

En Saskatchewan, les eaux usées des mines et les eaux pompées au cours des travaux d'assèchement sont emmagasinées dans des étangs de décantation avant le déversement dans les bassins hydrographiques locaux (Blakeman, 1980). Une retenue d'eau importante ou un étang de décantation augmenterait, dans la plupart des cas, la quantité d'eau d'alimentation du régime d'écoulement souterrain sous-jacent. Dans les régions semi-arides du sud des Prairies, l'augmentation de l'alimentation des eaux souterraines serait probablement bénéfique (Grisak, 1980).

Une quantité importante d'eau est utilisée pour l'extraction et la préparation du charbon, particulièrement dans la région 1 où tout le charbon extrait subit la préparation par voie humide. L'exploitation et la préparation du charbon dans la région 1 nécessitent jusqu'à 1.85 m^3 d'eau par tonne de charbon produit (Partie A de ce rapport). Même si une certaine partie du charbon pourrait subir le traitement par voie humide à l'avenir, dans la région 2, tout le charbon extrait actuellement dans les régions 2 et 3 est préparé à sec et l'utilisation de l'eau est estimée à 0.01 m^3/t de charbon produit (Partie A de ce rapport). Deux mines de la région 1 (noms maintenus secrets par souci de confidentialité) et la mine Poplar River de la région 3 utilisent de l'eau souterraine en presque totalité; toutes les autres mines et leurs usines de préparation dans la région étudiée tirent leur approvisionnement principalement de l'eau de surface (Partie A de ce rapport). L'utilisation de l'eau pour l'exploitation et la préparation du charbon n'a probablement pas de répercussions importantes sur les eaux souterraines de la région étudiée. Une étude détaillée des réserves et des besoins en eau de l'industrie houillère et des autres secteurs de l'économie est présentée dans la partie A de ce rapport.

Il existe, dans la région étudiée, 12 usines de préparation du charbon qui sont toutes situées dans la région 1. Même si la plupart des installations recyclent toute l'eau de traitement, «de l'eau contaminée peut pénétrer dans l'environnement par infiltration dans les réseaux locaux d'eaux souterraines en provenance des lagunes de résidus sans revêtement et par infiltration et ruissellement incontrôlé à partir des aires d'usines, des amas de charbon stocké et des amas de rebus bruts» (Paine et Blakeman, 1983, p. 3-10). Dans le cadre d'une étude nationale sur les eaux usées résiduaires de l'exploitation de charbon (Paine et Blakeman, 1983), des effluents de mines et d'usines de préparation de la région étudiée ont été analysés pour déterminer la présence de contaminants potentiels. Dans la région étudiée, des échantillons ont été prélevés des mines Fording et Luscar (Cardinal River) et des usines de préparation de la région 1, de la mine Highvale de la région 2 et des mines Bienfait et Poplar River de la région 3. L'étude conclut que «les eaux usées des installations houillères satisfont généralement aux directives sur la qualité de l'eau en matière de concentrations des éléments à l'état de traces, des composés organiques et inorganiques», mais que «l'expansion future de l'industrie houillère, à cause de l'augmentation potentielle de la production d'eaux usées, pourrait engendrer une contamination si des mesures de sauvegarde environnementales ne sont pas adoptées» (Paine et Blakeman, 1983, p. 8-1).

Il n'y a actuellement aucune usine de préparation par voie humide dans les régions 2 et 3. Les eaux souterraines perdent de leur qualité surtout à cause des concentrations élevées de matières totales dissoutes, attribuables aux exploitations houillères. La concentration des matières totales dissoutes augmente habituellement dans les eaux qui sont drainées dans les aires de déblais de mines à ciel ouvert. Si ces eaux se mélangeaient avec des étendues d'eaux de surface ou souterraines, la qualité de l'eau pourrait se détériorer. La qualité de l'eau de nombreux aquifères dans ces régions est marginale et une détérioration plus poussée empêcherait l'utilisation de l'eau à des fins résidentielles (Grisak, 1980).

Dans les trois régions, l'eau souterraine et de surface pourrait être contaminée à la suite de fuites d'installations auxiliaires comme les étangs de décantation, les amas de charbon et les sites d'entretien de l'équipement. En outre, Grisak (1980, p. 16) indique que la qualité des eaux souterraines pourrait être dégradée à cause du «mélange des couches d'eaux souterraines pendant le cycle d'exploitation et d'assèchement, ce qui entraînerait l'infiltration d'eau de piètre qualité d'une strate à l'autre». Dans certaines régions houillères des Etats-Unis, il a été signalé que l'assèchement a entraîné la remontée d'eaux souterraines très minéralisées, ce qui a contaminé les aquifères peu profonds.

Les explosifs utilisés dans les travaux d'exploitation houillère constituent une source potentielle de nitrate d'ammonium (Paine et Blakeman, 1983). Le problème de la contamination des eaux souterraines par le nitrate d'ammonium est de plus en plus étudié dans l'Ouest du Canada et aux Etats-Unis. Les effluents de la mine West Decker au Montana contenaient des concentrations de nitrate variant de <1 à 100 mg/L (Woessner et coll., 1979). Des concentrations élevées d'ammoniac (>7 mg/L) et de nitrate (>26 mg/L) ont été observées également dans des échantillons d'eaux usées prélevés dans deux mines de la région 1 (mines Fording River et Cardinal River/Luscar) (Paine et Blakeman, 1983). Ces concentrations dépassent les normes canadiennes en

matière de qualité d'eau potable quant aux concentrations d'ammoniac (≤0.5 mg/L) et de nitrate (<10 mg/L) (Santé et Bien-être social Canada, 1978). En ce qui a trait à la mine de charbon Sage Creek, dont la création est envisagée dans le sud-est de la Colombie-Britannique, la contamination potentielle des eaux souterraines et de surface, due aux déversements de nitrates provenant d'explosifs contenant des nitrates d'ammonium, constitue un grave problème environnemental.

REPERCUSSIONS APRES L'EXPLOITATION

Les répercussions sur les eaux souterraines après l'exploitation sont peu connues, mais l'on sait généralement que l'influence de la remise en état et de l'abandon des mines sur la quantité et la répartition des eaux souterraines dépendent de l'importance de la perturbation du réseau d'écoulement original, des propriétés hydrologiques des déblais et de la disponibilité des eaux d'alimentation. La qualité des eaux souterraines après l'exploitation varie beaucoup selon «la qualité des eaux souterraines qui sature de nouveau les déblais, la quantité d'eau d'alimentation provenant des précipitations qui ont atteint la nappe phréatique et le type, la répartition et le degré de perméabilité des déblais» (Woessner et coll., 1979, p. 451). La qualité de l'eau peut être détériorée également au-delà du site même de la mine après l'exploitation.

Une fois terminés les travaux d'exploitation et de remise en état d'une mine, un nouveau réseau d'écoulement souterrain se créera finalement. Les réserves d'eaux souterraines qui existaient avant l'exploitation minière, mais qui ont été enlevées ou interrompues pour l'exploitation d'une veine de charbon, sont «pratiquement irremplaçables» (Grisak, 1980, p. 20). Cela sera des plus importants aux mines à ciel ouvert dans les plaines (régions 2 et 3) où les couches de charbon constituent souvent d'importants aquifères et où l'alimentation en eau à partir des précipitations est faible. Par contre, les mines de charbon souterraines abandonnées de la région 2 constituent, croit-on, des puits à rendement très élevé. Le diamètre des puits de ces mines s'est en effet élargi tandis que plusieurs puits collecteurs horizontaux ont rayonné dans les meilleurs aquifères (houillers) (Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972). Une mine souterraine abandonnée à Lethbridge, en Alberta, se trouve sous la rivière Oldman à laquelle elle est hydrauliquement reliée. Selon des calculs, la transmissivité de l'aquifère est de 0.10 m^2/s pour un rendement ponctuel assuré de 70 L/s (Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972).

L'évaluation de l'écoulement souterrain après l'exploitation dans des déblais de mines remises en état peut être très complexe. Une étude approfondie sur le terrain de la modélisation théorique des réseaux d'écoulement après l'exploitation ainsi que des propriétés des déblais de mines ont été effectuées ou sont en voie de l'être; la plupart de ces études ont été faites aux Etats-Unis, mais certains travaux sont actuellement réalisés par le Reclamation Research Technical Advisory Committee de l'Alberta dans les avant-monts et les plaines de l'Alberta (régions 1 et 2) (Moran et coll., 1983; Moran, 1984; Ziemkiewicz, 1984). Selon Woessner et coll. (1979), même si une petite partie d'un important réseau d'écoulement souterrain a été modifiée, l'écoulement dans les déblais et à l'extérieur de la mine empruntera la même direction générale que le réseau plus important. «Toutefois, si l'exploitation minière perturbe la principale partie d'un réseau d'écoulement,

les voies d'écoulement après l'exploitation pourraient être modifiées selon la disponibilité des eaux d'alimentation et les propriétés hydrologiques des déblais» (Woessner et coll., 1979, p. 450).

De grandes quantités d'eau sont disponibles pour l'alimentation des aquifères et des cours d'eau de la région 1, surtout à cause des précipitations élevées et de la faible évapotranspiration. La partie sud-est de la région 2 et toute la région 3 sont semi-arides. Un excès d'évapotranspiration potentielle par rapport aux précipitations réduit au minimum le ruissellement et l'alimentation de la nappe souterraine à tout moment de l'année, sauf au printemps; l'eau est généralement abondante au printemps pour l'alimentation de la nappe souterraine. L'alimentation des réseaux d'écoulement locaux des régions 2 et 3 est principalement faite depuis les hauteurs topographiques, mais l'importance de l'alimentation diminue en direction de l'est, à cause des hauteurs topographiques moins nombreuses. L'absence de variations topographiques est très évidente dans la région 3 et, même s'il est difficile d'identifier les aires d'alimentation, les collines Cypress et les montagnes Wood et Turtle sont à coup sûr les aires d'alimentation des réseaux d'écoulement locaux.

Les modifications de la conductivité hydraulique des déblais de mines exploitées par excavateurs par rapport aux conditions qui existaient avant l'exploitation, peuvent être influencées par «la lithologie de la couverture originale, les méthodes d'exploitation par excavateurs de la couverture, les méthodes destinées à remodeler les déblais et la période de l'année où ces travaux sont effectués» (Rehm et coll., 1980, p. 555). Lorsque la couverture est principalement composée de sable ou de grès, les déblais remplacés peuvent continuer de servir d'aquifères. Lorsque la couverture est composée surtout de limon, d'argile et de schiste argileux, les déblais peuvent se comporter comme un aquifère ayant des propriétés hydrauliques semblables à la couverture originale (Rehm et coll., 1980). Par l'exploitation sélective par excavateurs et l'entassement des déblais, en fonction de leur perméabilité, il est possible, au moment du réaménagement, d'étendre le sable en premier lieu, puis la moraine et finalement l'argile. L'utilisation de cette technique dépend de la variabilité de la couverture. Aux Etats-Unis, des aquifères captifs de mines ont été remis en état de cette manière, ce qui permet de modifier le moins possible les conditions qui prévalaient avant l'exploitation et de prévenir la réduction de la conductivité hydraulique dans toute la mine (Rehm et coll., 1980).

Les déblais sont remis en place par des grues à benne traînante, des bulldozers et des râcleuses. Ceux qui sont remis en place par des grues à benne traînante et des bulldozers sont déposés sur place et étendus; ceux qui sont remis en place par des râcleuses sont fragmentés en morceaux plus petits par la lame de la râcleuse et sont constamment tassés au fur et à mesure de la formation de chaque couche. Par conséquent, les déblais remis en place par les grues à benne traînante et les bulldozers sont généralement plus perméables. Le débit dans les déblais dépend également de l'orientation de l'écoulement souterrain régional. Un débit maximum peut se produire lorsque les couches de déblais ont une orientation parallèle par rapport à l'écoulement souterrain (Rehm et coll., 1980).

Les déblais composés de blocs et mal consolidés sont relativement perméables et ont généralement une conductivité hydraulique supérieure à celle

de la couverture qui existait avant l'exploitation. La création de déblais composés de blocs est améliorée si l'exploitation par excavateurs ou la mise en forme se produit pendant les mois d'hiver, parce que l'eau gèle dans les pores des sédiments (Rehm et coll., 1980). Au cours d'études effectuées dans des mines à ciel ouvert dans le centre de la région 2, Moran (1984, p. 23) signale que «la fracturation des amas de déblais et le stockage de l'eau dans des dépressions permettent l'arrivée extrêmement rapide d'eau dans l'amas de déblais à des vitesses sans doute de 10 à 100 fois plus rapides que dans les endroits intacts».

La plupart des mines de charbon dans les montagnes de la région 1 ont été exploitées pendant moins de 10 ans et c'est pourquoi les connaissances sur l'écoulement des eaux souterraines dans des zones minières remises en état sont minimes. Il est généralement admis que les conductivités hydrauliques des déblais de roches seront de beaucoup supérieures à celles qui prévalaient avant l'exploitation; la couverture entièrement composée de roches sera remplacées par des déblais de roches composés en majeure partie de blocs et ayant une perméabilité élevée.

Les problèmes relatifs à la qualité des eaux souterraines après l'exploitation n'ont pas été étudiés à fond dans les mines de charbon de l'Ouest du Canada. Comme il a déjà été mentionné, la qualité des eaux après l'exploitation varie selon la qualité des eaux souterraines qui saturent de nouveau les déblais, la quantité d'eau d'alimentation provenant des précipitations et le type, la répartition et le lessivage des matières composant les déblais.

Il est difficile d'évaluer les effets de la qualité de l'eau après l'exploitation dans des parties des régions 2 et 3 parce que «les eaux souterraines sont à peine potables» (Grisak, 1980, p. 15). Les eaux souterraines des zones remises en état dans les régions 2 et 3 ont des concentrations de matières totales dissoutes (MTD) quelque peu supérieures à celles des eaux souterraines des zones intactes (Grisak, 1980). Dans le centre de la région 2 (régions houillères d'Edmonton et de Halkirk/Forestburg), les données sur les eaux souterraines de Moran (1984) montrent que les étendues d'eau de surface risquent très peu d'être contaminées, mais que l'on pouvait constater une migration latérale d'eaux très dégradées (concentration élevée de MTD) qui s'écoulaient depuis une zone remise en état jusque dans des aquifères intacts adjacents.

La teneur en soufre des charbons de l'Ouest du Canada est relativement faible (0.2 % à 0.6 %) et le drainage acide après l'exploitation sera neutralisé par les réseaux d'eaux souterraines et de surface riches en carbonates de la région 1 et par les réseaux d'eaux souterraines qui sont protégées par des carbonates dans les régions 2 et 3 (Grisak, 1980). Le maintien d'un pH neutre ou élevé dans les eaux de drainage des mines aide à prévenir la désorption des ions de métal contenus dans le charbon et réduit le problème des métaux lourds et du lessivage des éléments à l'état de traces.

Après l'exploitation minière, la qualité des eaux souterraines peut se dégrader au-delà du site minier et cela peut passer inaperçu pendant de nombreuses années après la remise en état. Selon Woessner et coll. (1979, p. 451), «les eaux souterraines de piètre qualité provenant du lessivage des déblais, peuvent dégrader les réserves d'eaux souterraines qui se trouvent

plus bas et les étendues d'eaux de surface aux points de déversement des eaux souterraines» et «peuvent également atteindre les réseaux d'eaux souterraines sous-jacentes si les conditions hydrauliques le permettent».

La détérioration esthétique des eaux de surface a été signalée dans la région de Crowsnest Pass dans le sud-est de la Colombie-Britannique (région 1) à cause des concentrations élevées de fer (30 mg/L) dans les eaux souterraines provenant des mines à ciel ouvert et souterraines abandonnées (Grisak, 1980).

Dans une étude de la qualité des eaux provenant des déblais de mines dans le sud-est du Montana, où les conditions d'exploitation et la qualité des eaux souterraines sont semblables à celles des régions 2 et 3, Van Voast et coll. (1977) ont observé une détérioration plus grave de la qualité de l'eau dans les déblais de vieilles mines (30 ans ou plus d'exploitation) que dans les déblais de mines plus récentes (quelques années d'exploitation), par rapport à l'eau contenue dans les matières intactes.

L'apport des précipitations à l'alimentation des déblais de mines n'a pas été étudié. Toutefois, comme il a déjà été indiqué, l'alimentation à partir des précipitations est probablement plus grande dans la région 1 et dans l'est et le nord de la région 2 que dans les parties semi-arides des régions 2 et 3. Dans les régions à précipitations élevées, la dissolution des sels par l'infiltration des eaux de pluie dans les déblais de mines peut détériorer la qualité des eaux souterraines. C'est sans doute le cas dans les anciens sites de mines qui n'ont pas été remis en état.

La remise en état des terres perturbées par l'exploitation houillère est nécessaire dans toutes les parties de la région étudiée. Selon Marshall (1983, p. 125) «la remise en état simultanée et la recherche sur le terrain sont maintenant réalisées dans toutes les mines de charbon exploitées à ciel ouvert au Canada». Toutefois, un certain nombre de problèmes entravent la remise en état parfaite de certains sites miniers et de grandes étendues de terres dans des sites miniers abandonnés dans l'Ouest du Canada n'ont pas été remises en état (Marshall 1982, 1983). L'Alberta et la Colombie-Britannique ont des programmes à long terme de remise en état afin de nettoyer les exploitations houillères abandonnées; la Saskatchewan se concentre sur la remise en état simultanée des sites miniers actifs et une grande partie des terres perturbées pourrait ne jamais être remises en état (Marshall, 1982). Selon Sims et coll. (1984), environ 75 % de toutes les mines de charbon abandonnées en Alberta ont été remises en état en 1983; l'étendue de la remise en état en Colombie-Britannique et en Saskatchewan n'est pas connue.

Conclusions

Dans les Montagnes Rocheuses de la Colombie-Britannique et dans les montagnes et les avant-monts de l'Alberta (région 1), les réserves d'eaux souterraines et de surface sont suffisantes pour satisfaire aux besoins prévus de l'industrie houillère jusqu'en l'an 2000. Dans cette région, l'eau de surface est principalement utilisée actuellement, mais des aquifères à rendement élevé ont été délimités dans toutes les parties de la région; et l'on suppose qu'il en existe davantage. La roche en place de la région a généralement un piètre potentiel en eaux souterraines, tandis que les dépôts des vallées situées entre les montagnes constituent souvent de bons aquifères.

Dans certains bassins des plaines de l'Alberta et de la Saskatchewan et du Manitoba, les réserves en eau ne sont pas suffisantes pour le futur développement de l'industrie houillère. Cela est attribuable aux faibles réserves d'eaux souterraines et de surface et à la concurrence des autres utilisateurs de l'eau. Il existe de nombreux bons aquifères dans la roche en place des plaines de l'Alberta (région 2) et un certain nombre de bons aquifères dans les dépôts de surface. Il n'existe qu'un seul réseau aquifère important dans les dépôts de surface des plaines de la Saskatchewan et du Manitoba (région 3); il existe un certain nombre d'aquifères dans la roche en place, mais les rendements sont faibles et la qualité de l'eau est mauvaise. Le futur développement dans les plaines peut nécessiter l'utilisation conjointe de réserves de surface et souterraines, cependant, il faudrait utiliser davantage les eaux souterraines dans la région 3 et dans la partie est de la région 2.

A cause de l'état actuel des connaissances, il est impossible d'évaluer à fond les répercussions de l'industrie houillère dans l'Ouest du Canada sur la quantité, la qualité et la répartition des eaux souterraines.

Même si des modèles ont été utilisés pour prévoir la répercussion de l'exploitation houillère sur les eaux souterraines dans les plaines de l'Alberta, ces incidences n'ont pas été suffisamment étudiées sur le terrain. Les répercussions sur les eaux souterraines ne peuvent être prévues qu'en fonction de l'expérience des Etats-Unis. Il existe peu de documentation au Canada pour trois raisons :

1) En réponse à la demande de nouvelles sources d'énergie, l'industrie houillère de l'Ouest du Canada a connu une période de croissance extraordinaire à la fin des années 1960; les lois et les processus d'étude et d'analyse environnementales connexes ont eu beaucoup de mal à suivre le courant pendant les étapes initiales de la résurgence.

2) Dans les principales régions productrices de charbon, peu d'études avaient été entreprises sur les eaux souterraines avant l'exploitation, c'est

pourquoi il n'y a aucune donnée de base pour comparer les conditions pendant et après l'exploitation.

3) Aucune surveillance à long terme de la qualité et de la répartition des eaux souterraines dans les zones minières et les aires intactes avoisinantes n'a été effectuée sur le terrain.

L'expérience des Etats-Unis constitue une indication des répercussions possibles sur les eaux souterraines dans l'Ouest du Canada. Ces répercussions sont résumées comme suit :

REPERCUSSIONS AVANT L'EXPLOITATION

- Les perturbations en surface, comme le déboisement et la dérivation de cours d'eau, peuvent modifier la quantité et les schémas d'écoulement des réseaux souterrains locaux.

- La migration et le mélange des eaux souterraines peuvent être accélérés si le forage exploratoire pénètre dans les réseaux souterrains peu profonds et profonds.

REPERCUSSIONS PENDANT L'EXPLOITATION

- Les travaux d'assèchement des mines dans les plaines (régions 2 et 3) peuvent entrer en conflit avec l'utilisation domestique locale de l'eau.

- Les eaux usées des installations houillères satisfont généralement aux directives sur la qualité de l'eau du gouvernement fédéral, mais l'expansion future de l'industrie houillère peut provoquer la contamination des eaux de surface et souterraines si d'autres normes environnementales ne sont pas édictées.

- La contamination des eaux souterraines par le nitrate d'ammonium contenu dans les explosifs constitue de plus en plus un problème grave.

REPERCUSSIONS APRES L'EXPLOITATION

- Un réseau d'écoulement souterrain perturbé en majeure partie par une exploitation minière peut être modifié après l'exploitation.

- Il peut être difficile d'évaluer les répercussions sur la qualité de l'eau après l'exploitation minière dans des parties des régions 2 et 3, à cause de la piètre qualité des eaux souterraines.

- Les aquifères des régions 2 et 3 peuvent être contaminés à cause de la migration latérale des eaux souterraines provenant des sites miniers adjacents qui ont été remis en état.

- Le drainage acide après l'exploitation et le lessivage des métaux lourds et des éléments à l'état de traces provenant du charbon ne devraient pas constituer un problème grave dans l'Ouest du Canada.

Les répercussions sur la qualité des eaux souterraines après l'exploitation peuvent se répercuter au-delà du site minier et peuvent ne pas être visibles avant de nombreuses années après la remise en état.

Références

Barnes, R.G. 1977. Hydrogeology of the Mount Robson-Wapiti area, Alberta. Alberta Research Council, Rep. 76-5.

Blakeman, W.B. 1980. Environmental implications of Canadian coal mining and preparation. Environnement Canada, document de travail.

Borneuf, D.M. 1972. Hydrogeology of the Drumheller area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 72-1.

Borneuf, D.M. 1976. Hydrogeology of the Foremost area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 74-4.

Borneuf, D.M. 1979. Hydrogeology of the Oyen area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 78-2.

Borneuf, D.M. 1980. Hydrogeology of the Kananaskis Lake area, Alberta. Alberta Research Council, Earth Sciences Rep. 79-4.

Bostock, H.S. 1976. Physiographic subdivisions of Canada. Dans *Geology and Economic Minerals of Canada*, Part A, préparé par R.J.W. Douglas Commission géologique du Canada, Economic Geology Rep. No. 1, pp. 10-30.

British Columbia Ministry of Mines and Petroleum Resources. 1977. Report on coal resource evaluation studies. British Columbia Ministry of Mines and Petroleum Resources, Resource Sub-Committee on Northeast Development.

Ceroici, W. 1979. Hydrogeology of the southwest segment, Edmonton area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 78-5.

Christiansen, E.A. et R.R. Parizek. 1961. Ground water geology and hydrology of the buried Missouri and Yellowstone valleys near Estevan. Saskatchewan Research Council, Geological Division, Circular 1.

Cobban, G. 1979. Coal output could quadruple by 2000. Coal Miner, March, 4(1): 5-7.

Environnement Canada. 1984. Coal Mine Information, Division des systèmes de transport, Direction des programmes industriels, Service de la Protection de l'environnement, Environnement Canada, données inédites.

Freeze, R.A. et J.A. Cherry. 1979. *Ground Water*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J., 604 p.

Grisak, G.E. 1980. Hydrogeologic impacts related to coal mining in Canada. Environnement Canada, rapport inédit, 26 p.

Hackbarth, D.A. 1975. Hydrogeology of the Wainwright area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 75-1.

Santé et Bien-être social, Canada. 1978. Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada. Santé et Bien-être social Canada.

Hess, P.J. 1986. Utilisation des eaux souterraines au Canada. Rapport n° 28 de l'INRH, Etude n° 140, Série des rapports techniques, Environnement Canada.

Huisman, L. et T.N. Olsthoorn. 1983. *Artificial Ground water Recharge*, Pitman Advanced Publishing Program, Boston, 320 p.

IEC Consultants. 1982. Environmental and socio-economic impact assessment, Willow Creek Project. IEC Consultants.

LeBreton, E.G. 1974. Water and British Columbia mining industry. In Water Resources Problems Related to Mining, American Water Resources Association Proc. Ser., No. 18.

Marshall, I.B. 1982. L'exploitation minière, l'utilisation des terres et l'environnement : vue d'ensemble sur le Canada. Série de l'utilisation des terres au Canada n° 22. Direction générale des terres, Environnement Canada, 325 pp.

Marshall, I.B. 1983. Mines, utilisation des terres et environnement : un compte rendu des récupérations minières au Canada. Série de l'utilisation des terres au Canada n° 23. Direction générale des terres, Environnement Canada, 322 p.

McLean, J.R. 1971. Stratigraphy of the Upper Cretaceous Judith River Formation in the Canadian Great Plains. Saskatchewan Research Council, Geology Division, Rep. 11.

Meyboom, P. 1960. Geology and ground water resources of the Milk River Sandstone in southern Alberta. Alberta Research Council, Memoir 2, 89 p.

Moran, S.R. 1984. Plains hydrology and reclamation project. In Reclamation Research Annual Report, 1983, préparé par P.F. Ziemkiewicz; Alberta Reclamation Research Technical Advisory Committee, Alberta Land Conservation and Reclamation Council, Rep. RRTAC 84-3, pp. 10-23.

Moran, S.R., A. Howard, T. Macyk, A. Maslowski, M.R. Trudell et E.J. Wallick. 1983. Assessment of reclamation potential and hydrologic impact of large-scale surface mining of coal in plains areas of Alberta; Summary report of activities 1982-83, Alberta Research Council, 74 p.

Ozoray, G.F. 1972. Hydrogeology of the Wabamun Lake area, Alberta, Alberta Research Council Rep. 72-8.

Ozoray, G.F. et R. Barnes. 1978. Hydrogeology of the Calgary-Golden area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 77-2.

Page, G.T. 1983. Long Term Coal Outlook Solidly Optimistic. The Northern Miner, 16 juin, 1983.

Paine, P.J. et W.B. Blakeman. 1983. The National Coal Wastewater Study: Trace Elements and Organic Compounds in Canadian Coal Wastewater. Environnement Canada, 242 p.

Petro-Canada. 1981. Monkman Coal Project - Stage II detailed assessment. Petro-Canada, Calgary, Alberta.

Prairie Provinces Water Board. 1984. Water and Economic Development in the Prairie Provinces. Draft Rep. 84-06-29.

Rehm, B.W., G.H. Groenwold et K.A. Morin. 1980. Hydraulic properties of coal and related materials, Northern Great Plains. Ground Water, 18(6): 551-561.

Romaniuk, A.S. et H.G. Naidu. 1984. Exploitation du charbon au Canada, 1983. Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie. 44 p.

Rutulis, R. 1982. Dakota aquifer system in the Province of Manitoba, MSS.

Saskatchewan-Nelson Basin Board. 1972. Water Supply for the Saskatchewan-Nelson Basin. Saskatchewan-Nelson Basin Board, 215 p., appendices.

Sims, H.P., C.B. Powter et J.A. Campbell. 1984. Land Surface Reclamation: A Review of the International Literature. Alberta Land Conservation and Reclamation Council, Rep. RRTAC 84-1, Vol. 1 et 2, 1549 p.

Stein, R. 1982. Hydrogeology of the Edmonton area (southeast segment), Alberta. Alberta Research Council, Earth Sciences Rep. 79-6.

Stevenson, D.R. et D.M. Borneuf. 1977. Hydrogeology of the Medicine Hat area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 75-2.

Teck Bullmoose Coal Inc. 1982. Stage II Biophysical Assessment, Vol. I, Teck Bullmoose Coal Inc.

Tokarsky, O. 1971. Hydrogeology of the Rocky Mountain House area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 71-3.

Tokarsky, O. 1974. Hydrogeology of the Lethbridge-Fernie area, Alberta. Alberta Research Council Rep. 74-1.

Van Voast, W.A., R.B. Hedges et J.J. McDermott. 1977. Hydrogeologic conditions and projections related to mining near Colstrip, southeastern Montana. Montana Bureau of Mines and Geology, Bulletin 102, 43 p.

Whitaker, S.H. 1967. Geology and ground water resources of the Wood Mountain area (72-G), Saskatchewan. Saskatchewan Research Council, Geology Division, Map 5.

Whitaker, S.H. 1974a. Geology and ground water resources of the Weyburn area (62-E,F), Saskatchewan. Saskatchewan Research Council, Geology Division, Map 21.

Whitaker, S.H. 1974b. Geology and ground water resources of the Willow Bunch area (72-H), Saskatchewan. Saskatchewan Research Council, Geology Division, Map 20.

Whitaker, S.H. 1976. Geology and ground water resources of the Cypress area (72-F), Saskatchewan. Saskatchewan Research Council, Geology Division, Map 22.

Whitaker, S.H. 1981. Ground water resources of the Judith River Formation in southwestern Saskatchewan, Phase 2 study. Silverspoon Research and Consulting Limited, Rep. 81-104.

Whitaker, S.H. et E.A. Christiansen. 1972. The Empress Group in southern Saskatchewan. Can. J. Earth Sci. 9(4): 353-360.

Woessner, W.W., C.B. Andrews et J.J. Osborne. 1979. The impacts of coal strip mining on the hydrogeologic system of the Northern Great Plains: Case study of potential impacts on the Northern Cheyenne Reservation. J. Hydrol. 43(1): 445-467.

Ziemkiewicz, P.F. (rédacteur). 1983. Effects of coal mining on the hydrology of Alberta's eastern slopes. Alberta Land Conservation and Reclamation Council, Rep. RRTAC 83-4.

Ziemkiewicz, P.F. (rédacteur). 1984. Reclamation research annual report, 1983. Alberta Reclamation Research Technical Advisory Committee, Alberta Land Conservation and Reclamation Council, Rep. RRTAC 84-3, 42 p.

Annexe A
Géologie et hydrogéologie

Géologie et hydrogéologie

REGION 1 : MONTAGNES ROCHEUSES DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE ET MONTAGNES ET AVANT-MONTS DE L'ALBERTA

Les avant-monts et la majeure partie est des montagnes Rocheuses ont été formés pendant la phase tectonique de Cariboo du Silurien et le crétacé supérieur - phase tectonique Laramienne (montagnes Rocheuses) début du tertiaire. Ces phases tectoniques ont soulevé, plissé et disloqué les dépôts miogéosynclinaux qui avaient été accumulés depuis l'époque du Cambrien dans la région que l'on appelle maintenant montagnes Rocheuses et avant-monts.

Jurassique supérieur

Formation de Fernie

Il s'agit de schistes marins sous lesquels il n'y a aucune zone de charbon.

Formation de Nikanassin

Il s'agit de grès et schistes non marins. Cette formation renferme du charbon dans le centre des Rocheuses.

Formation de Kootenay

C'est une formation du jurassique supérieur et du crétacé inférieur qui trouve parfois, croit-on, son équivalent dans la formation de Nikanassin dans le sud des montagnes Rocheuses. Du point de vue lithologique, il s'agit d'une strate épaisse de grès caillouteux à granulométrie fine ou grossière, interstratifiée de schistes foncés, de grès fins et de charbon bitumineux friable. Dans le sud-est de la Colombie-Britannique, on trouve jusqu'à quatorze couches de charbon d'une épaisseur de moins de 1 m allant jusqu'à 16 m, qui sont en parallèle avec la vallée de la rivière Elk; ces couches renferment, selon des estimations, 36 milliards de tonnes de réserves exploitables.

Crétacé inférieur

Groupe de Bullhead du nord-est de la Colombie-Britannique

Ce groupe est composé des formations de Gething et de Cadomin; il s'agit principalement d'une séquence deltaïque alluviale. La formation de Cadomin est composée de conglomérats massifs provenant d'une plaine alluviale de piedmont, qui s'avancent latéralement dans la formation sus-jacente de Gething. Il existe dans la formation de Gething 11 couches connues de charbon qui comportent, selon des estimations, 2.37 milliards de tonnes (British Columbia Ministry of Mines and Petroleum Resources, 1977).

Groupe de Blairmore du sud-est de la Colombie-Britannique

Composé des formations de Cadomin, de Luscar et de Mountain Park, ce groupe est l'équivalent des groupes de Bullhead et de lower Fort St. John du nord-est de la Colombie-Britannique. La formation de Luscar est composée de grès, de schistes et de conglomérats non marins et de charbon sous-bitumineux qui est exploité dans tous les avant-monts de l'Alberta.

Groupe de Fort St. John du nord-est de la Colombie-Britannique

Il s'agit d'un dépôt deltaique alluvial semblable au groupe de Bullhead sous-jacent. La formation de base de Moosebar est généralement composée de schistes marins imperméables, cependant le débit de plusieurs sources s'élève à 4.5 L/s aux endroits de fracturation de la partie supérieure qui draine probablement le niveau de Gates sus-jacent de la formation de Commotion (IEC Consultants, 1982). La formation de Commotion est deltaïque et à son niveau le plus bas se trouve celui de Gates qui renferme du charbon. Selon des estimations, les couches du niveau de Gates renferment 5.35 milliards de tonnes de charbon (British Columbia Ministry of Mines and Petroleum, 1977). La mine Bullmoose située dans le nord-est de la Colombie-Britannique renferme cinq couches totalisant 12.5 m de charbon dans une section de 80 m (Teck Bullmoose Coal Inc. 1982). La mine Monkman, que l'on se propose d'exploiter, est également située dans le nord-est de la Colombie-Britannique; elle renferme 12 couches d'une épaisseur de 1 à 11 m totalisant 21 m de charbon dans une section de 65 m.

Crétacé supérieur

Groupe d'Alberta du sud-est de la Colombie-Britannique

Il s'agit d'une séquence surtout marine composée de schistes, de grès durs et d'une partie de grès fins. Ce groupe équivaut au groupe supérieur de Fort St. John, de la formation de Dunvegan et du groupe de Smoky dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La formation de Cardium qui renferme du charbon repose sur la formation de Blackstone et sous la formation de Wapiabi. Elles ont toutes, croit-on, une faible perméabilité (Tokarsky, 1984) et un rendement inférieur à 0.5 L/s (Borneuf, 1980).

Groupe de Smoky du nord-est de la Colombie-Britannique

Il s'agit d'un groupe équivalent aux deux tiers supérieurs du groupe d'Alberta du sud-est de la Colombie-Britannique. Ce groupe est divisé en cinq formations, incluant la formation de Cardium qui renferme du charbon. Les rendements sont généralement inférieurs à 0.5 L/s (Borneuf, 1980).

Formations de Brazeau et de Wapiti

Ce sont des formations du crétacé supérieur équivalentes aux formations de Belly River, de Bearpaw et d'Edmonton de la région des plaines de l'Alberta. La partie supérieure de ces formations (équivalente à la formation d'Edmonton) renferme du charbon. Composées de schistes, ces formations sont de piètres aquifères et ont des rendements inférieurs à 0.5 L/s (Borneuf, 1980).

Quaternaire

Dépôts superficiels

Ces dépôts, formés depuis le quaternaire jusqu'aux époques glaciaires récentes, ont été largement remodelés en talus, en cones alluviaux, en éboulements et en dépôts fluviaux. Les dépôts du quaternaire des vallées antéglaciaires sont localement d'importants points d'eaux souterraines.

REGION 2 : PLAINES DE L'ALBERTA

La région des plaines de l'Alberta repose sur une séquence de carbonates et de schistes paléozoïques et de grès, de grès fins, de schistes argileux et de charbons mésozoïques du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. C'est en direction de l'ouest que les couches s'étendent uniformément et prennent de l'altitude de sorte que l'épaisseur totale des sédiments atteint 5000 m à l'extrémité ouest de la région.

La phase tectonique Laramienne qui a soulevé les montagnes Rocheuses à la fin du crétacé et au début du tertiaire a créé un réseau de drainage orienté vers l'est ainsi que des vallées très profondes. Au cours de la glaciation du quaternaire, ces vallées ont été remplies de roches clastiques grossières pour former certains des meilleurs aquifères de l'Ouest du Canada. Pendant la même période, la majeure partie des plaines de l'Alberta a été recouverte de moraine.

Les formations du crétacé et plus jeunes des plaines de l'Alberta sont décrites ci-dessous en ordre décroissant d'âge.

Crétacé

Groupe de Blairmore (Crétacé inférieur)

Ce groupe renferme du grès siliceux et calcaire, du grès chloriteux vert, des schistes houillers et calcaires foncés, ainsi que des conglomérats, du charbon et du tuf.

Groupe d'Alberta (Colorado) (Crétacé inférieur et supérieur)

Ce groupe renferme des schistes fissiles verts foncés ainsi que des schistes sableux et du grès fragmenté. La perméabilité est généralement faible (Tokarsky, 1974).

Formation de Milk River (Lea Park, Eagle) (Crétacé supérieur)

Cette formation est composée de grès à fine granulométrie, variablement cimenté, blanchi par les éléments ainsi que de schistes vert pâle et de schistes argileux et sableux. La nomenclature varie considérablement en fonction de l'endroit et de la date de l'étude. Cette formation qui est un aquifère d'une certaine importance a été exploitée à des intervalles de 30 m à des profondeurs de 200 à 300 m (Tokarsky, 1974). Les eaux souterraines s'écoulent en direction nord-nord-est et sont peu influencées par la topographie, sauf près de St. Mary River. La perturbation du schéma

d'écoulement souterrain près de St. Mary River peut être attribuable à la présence de puits jaillissants qui, en 1960, ont provoqué un rabattement de 30 m de la surface potentiométrique (Meyboom, 1960). Les puits jaillissants ont un rendement atteignant 4 L/s et les puits non jaillissants de 0.4 à 4.0 L/s; les ions dominants sont Na^+ et HCO_3^- et les concentrations de matières totales dissoutes augmentent rapidement en raison de l'augmentation de la quantité de schistes et de la réduction proportionnelle du débit de l'écoulement. Les concentrations du fluorure atteignent 8 mg/L en Alberta et, même si Borneuf (1976) ne signale aucune répercussion néfaste, il semble, mais ce n'est pas confirmé, que la dentition des enfants subit des malformations (S.G. Evans, Commission géologique du Canada, comm. pers., 1985).

Formation de Pakowki (Crétacé supérieur)

Cette formation est composée de schistes marins gris foncé et de schistes sableux interstratifiés de grès et, à la base, de conglomérats caillouteux. La formation est très peu perméable.

Formation de Belly River (Crétacé supérieur)

Cette formation est composée des formations de Foremost et d'Oldman. Du point de vue lithologique, elle renferme des schistes gris vert interstratifiés de limon et contient du minerai de fer argileux et du charbon. La formation d'Oldman se trouve dans les plaines situées le plus au sud. Elle renferme une masse stratifiée de grès à granulométrie moyenne ou grossière dont les rendements sont de 0.4 à 3 L/s dans la région de Medicine Hat (Stevenson et Borneuf, 1977). Les concentrations de matières totales dissoutes dans cette région atteignent de 1000 à 2000 mg/L, mais plus de 3000 mg/L dans le sud-est où existe un écoulement régional.

Formation de Bearpaw (Crétacé supérieur)

Cette formation renferme des schistes marins gris foncé ainsi que des schistes limoneux bruns et des zones de minerai de fer argileux d'une épaisseur de 2 à 25 cm. Dans la partie supérieure, il existe une zone de grès gris non marins, atteignant une épaisseur de 210 m, connue sous le nom de niveau de Bulwark Sandstone (Borneuf, 1979).

Formation de Blood Reserve (Crétacé supérieur)

C'est une masse de grès gris, jaunie par les éléments, d'une épaisseur approximative de 30 m, située à la frontière des Etats-Unis, mais qui se rétrécit rapidement en direction du nord. Elle est confinée à la partie sud-est de l'Alberta, mais c'est un aquifère raisonnablement bon pour l'utilisation agricole où l'épaisseur est adéquate (Tokarsky, 1974).

Formation d'Edmonton/Horseshoe Canyon (Crétacé supérieur)

Cette formation a une série de noms et des sytèmes de subdivision. Dans le sud de l'Alberta, elle est divisée en deux formations, celles de St. Mary River et de Kneehills. La formation de St. Mary River est à peu près équivalente à celle d'Eastend (Saskatchewan) et renferme du grès calcaire dur, gris vert ainsi que des schistes limoneux, des schistes gris, du charbon et du calcaire d'une épaisseur maximale de 150 m. Les zones de grès sont des

aquifères à faible rendement (moins de 2 L/s) (Tokarsky, 1974). La formation de Kneehills est une zone de tuf désagrégé et est à peu près l'équivalent des formations de Whitemud et de Battle (Saskatchewan). La partie inférieure de la formation de Kneehills renferme du grès argileux, blanchi par les éléments, et la partie supérieure du tuf siliceux; l'épaisseur totale atteint moins de 15 m. La formation de Kneehills n'est pas considérée comme un aquifère.

En direction du nord depuis Calgary, cette partie est communément connue sous le nom de formation d'Edmonton. Elle reflète une modification de la lithologie; en effet en Saskatchewan et dans le sud de l'Alberta, elle renferme des sables non consolidés, de l'argile et du tuf tandis que cette partie renferme du grès fracturé, des schistes carbonés et du charbon. Les rendements aquifères sont les plus élevés aux endroits où la formation est la plus fracturée, variant de 2 à 8 L/s (Ozoray, 1972).

Plus au nord et à l'est, la formation d'Edmonton s'épaissit et renferme de plus en plus de charbon; ensuite elle devient la formation de Horseshoe Canyon. Du point de vue lithographique, elle renferme du grès bentonitique non marin, à fine granulométrie, et des schistes limoneux ainsi que des couches de charbon lenticulaires, des couches de bentonite, des lentilles de fer spathique et du ciment calcaire. La majeure partie des couches de charbon sous-bitumineux exploitées dans le centre de l'Alberta, se trouvent dans les derniers 150 m de profondeur de la formation de Horseshoe Canyon. La formation est caractérisée par une grande variabilité latérale et verticale, ce qui se traduit par des caractéristiques aquifères également variables. D'épaisses couches de sable, appelées niveau de Millet Sandstone, et une base de grès sans nom ont une étendue et une perméabilité suffisantes pour être d'importants aquifères. Le niveau de Millet, au sud-est d'Edmonton, a un rendement minimal de 7.6 L/s (Ceroici, 1979).

Située au nord de la rivière Saskatchewan Nord, la formation de Bearpaw qui sépare les formations de Horseshoe Canyon et de Belly River se rétrécit et les deux formations deviennent de plus en plus difficiles à distinguer. La séquence de grès, de schistes et de charbon qui en résulte est appelée formation de Wapiti. En général, c'est un piètre aquifère dont le rendement est inférieur à moins de 2 L/s (Barnes, 1977).

Tertiaire inférieur

Formation de Paskapoo (Willow Creek)

Cette formation du paléocène est la partie supérieure de la roche en place du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Elle a une épaisseur maximale de 1800 m dans les avant-monts, à l'ouest de Red Deer, et rétrécit progressivement en amont-pendage pour former à l'extrémité une zone d'érosion courbée en arc, à 200 km à l'est des avant-monts. Elle renferme du grès calcaire gris, fragmenté, non marin, à granulométrie fine ou moyenne, du grès fin et des schistes comprenant des petites couches de conglomérats, de calcaire, de charbon et de tuf. Les zones de grès sont d'importants aquifères dans une grande partie du centre de l'Alberta, ayant un rendement de 0.1 à 8 L/s. Des rendements de 8 à 35 L/s sont courants dans les régions de Wabamun (champ pétrolier de Pembina) et d'Edmonton (Ozoray, 1972; Ceroici, 1979), mais ont également été observés dans les régions de Red Deer et de Drumheller (Le Breton, 1974; Borneuf, 1972). La perméabilité de la formation de Paskapoo

est attribuable à la fracturation (Barnes, 1977), même si Le Breton (1974) signale que les sables de Paskapoo sont friables au sud-ouest de Red Deer. Le niveau de Scollard, identifié dans la région d'Edmonton, comprend trois zones de charbon exploitables d'une profondeur de 46 m. Ces zones de charbon ne sont pas très fracturées et le rendement est de 0.4 à 2.0 L/s (Ceroici, 1979). Des sources ont été observées dans la formation de Paskapoo, dont les plus fécondes affichaient en moyenne un rendement de 8 L/s, près de Rocky Mountain House (Tokarsky, 1971). La qualité de l'eau est généralement bonne et les concentrations des matières totales dissoutes atteignent moins de 500 mg/L et moins de 100 mg/L dans les aires d'alimentation près des avant-monts; les ions dominants sont HCO_3^-, CO_3^{2-}, Ca^{2+} et Mg^{2+} tandis que So_4^{2-} et Na^+ augmente en direction de l'est.

Formation de Cypress Hills

Elle comprend de la quartzite de l'éocène supérieur et du gravier de roches cornéennes interstratifiées de sable, de limon et d'argile qui forment des avant-buttes dans les parties les plus élevées des collines Cypress. L'hydrologie de cette formation est décrite à la fin de l'annexe A.

Quarternaire

Dépôts superficiels

Les moraines du quaternaire recouvrent toute la région des plaines de l'Alberta, à l'exception des collines Cypress et Porcupine qui n'ont pas subi de glaciation. Les sédiments séparés du quaternaire, comprenant les dépôts des vallées antéglaciaires, les alluvions glaciaires et les dépôts interglaciaires, constituent des aquifères satisfaisants. Les seuls récents dépôts importants se trouvent le long des principaux cours d'eau.

REGION 3 : PLAINES DE LA SASKATCHEWAN ET DU MANITOBA

La Saskatchewan et le Manitoba renferment la partie est du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada avec ses séries de roches sédimentaires continues, à faible inclinaison, qui débordent sur les roches cristallines du précambrien en direction du nord-est. Dans la région de la montagne Turtle l'inclinaison est de 0.3 à 1.0 m/km en direction du sud-ouest. L'axe en direction du nord-ouest du bassin Williston passe à 120 km au sud de Regina, et l'épaisseur des sédiments et le pourcentage d'évaporites augmentent dans le bassin sédimentaire de l'ouest par ailleurs uniforme et continu. La partie située le plus au nord de l'axe du bassin s'infléchit en direction de l'ouest et devient le synclinal de Moose Jaw.

Pendant le crétacé supérieur, le sud de la Saskatchewan et du Manitoba a subi un soulèvement général, ce qui a donné lieu à un nouveau schéma de drainage et à des dépôts étendus de sédiments non marins. Ce schéma de drainage est bien préservé dans de nombreuses régions des collines Cypress et les réseaux de drainage ultérieurs ont tendance à suivre la même voie.

La base cristalline du précambrien est recouverte par environ 900 m de carbonates paléozoïques, dont la surface est très désagrégée par endroit.

Entre le mississippien et le jurassique, la région a été recouverte de dépôts de roches clastiques et d'évaporites allant du jurassique jusqu'au début du tertiaire (paléocène). Les formations des 300 m de la partie supérieure dans le sud de la Saskatchewan sont énumérées ci-dessous, en ordre décroissant d'âge.

Crétacé

Groupe de Swan River (Blairmore) (Crétacé inférieur)

Ce groupe renferme du sable quartzeux, partiellement arrondi, à granulométrie fine ou grossière, ainsi que du limon et de l'argile qui sont localement carbonés. Ce sable bien séparé, uniforme et continu, s'étend dans toute la région et affleure sous les alluvions dans le nord de la Saskatchewan.

Formation de Lea Park (Groupe de Upper Colorado (Crétacé supérieur)

Elle comprend la formation de Milk River et elle est connue sous le nom de formation Eagle en Alberta. Du point de vue lithologique, elle renferme de l'argile limoneuse grise non calcaire et de l'argile; la partie inférieure renferme en abondance des foraminifères calcaires et de minces couches de calcaire argileux.

Formation de Pakowki (Crétacé supérieur)

Elle renferme de l'argile limoneuse non calcaire et des schistes argileux, localement bentonitique et concrétionnaire.

Formation de Judith River (Belly River) (Crétacé supérieur)

Elle renferme un dépôt deltaïque équivalent aux formations d'Oldman et de Foremost de l'Alberta et comprend le niveau de Ribstone Creek (McLean, 1971). Cette formation renferme des argiles calcaires non marines, du limon et du sable à grains pointus, mal séparés, à granulométrie fine et très fine.

Les paramètres hydrauliques mesurés à l'aide des essais effectués à la pompe sont caractéristiques du sable limoneux; les transmissivités de 8.2 à 10.5 x 10^{-5} m^2/s correspondent aux conductivités hydrauliques de 4.6 x 5.8 x 10^{-6} m/s. Un coefficient d'emmagasinement de 5.2 x 10^{-4} a été calculé, mais il peut ne pas être fiable en raison de la présence de gaz dans l'eau (Whitaker, 1981).

Selon les niveaux statiques, les eaux souterraines de la formation de Judith River au sud-ouest de la Saskatchewan ont un gradient descendant, coulent en direction du nord-est depuis les collines Cypress et de façon radiale depuis le dôme Bowdoin; cela indique que l'alimentation a lieu à partir des deux hauteurs topographiques (Whitaker, 1981).

De l'eau potable peut être obtenue des lentilles de sable de la formation de Judith River. Au sud des collines Cypress, la concentration des matières totales dissoutes dans les eaux souterraines est supérieure à 200 mg/L; les eaux souterraines au nord des collines Cypress ont généralement des concentrations inférieures à 2000 mg/L. Les concentrations de matières totales dissoutes (MTD) augmentent en fonction de la profondeur pour atteindre

une concentration maximale de 6500 mg/L. Cette augmentation des MTD est accompagnée par une modification des ions dominants, soit de Ca^{2+} + Mg^{2+} à Na^{+} et de HCO_3^- + SO_4^{2-} à SO_4^{2-} + Cl^- (Whitaker, 1981).

Formation de Bearpaw (Saskatchewan) (Crétacé supérieur)

Cette formation équivaut à la partie supérieure de la formation de Riding Mountain au Manitoba. Du point de vue lithologique, la formation de Bearpaw renferme de l'argile limoneuse, grise, non calcaire; localement, la formation renferme de la bentonite et des concrétions, incluant plusieurs couches d'argile sableux et de sable d'une grande étendue (niveaux de Cruickshank, de Demaine, de Matador et d'Outlook) qui rétrécissent en direction de l'est et ont été érodées au-dessus de l'arche de Sweetgrass à l'ouest. La formation de Bearpaw (Riding Mountain) affleure sous les matériaux de transport glaciaires dans presque toute la région.

Dans la partie extrême du sud-ouest de la Saskatchewan, l'eau souterraine utilisée localement à des fins domestiques provient de la formation de Bearpaw. L'eau est prélevée de couches de sable minces, mais continues, et dans des zones où la surface supérieure de la formation est extrêmement fracturée le long des sous-affleurements sous les matériaux de transport glaciaires. Aucun rendement n'a été relevé ni dans les sables ni dans les schistes; les rendements dans les schistes sont souvent trop faibles pour assurer une réserve d'eau domestique. Les concentrations de matières totales dissoutes de huit échantillons d'eau prélevés dans les schistes de cette formation atteignaient en moyenne 1170 mg/L; les ions dominants étaient Na^{+}, SO_4^{2-} et HCO_3^- (Whitaker, 1976).

Sauf dans la partie sud-ouest de la Saskatchewan, les sédiments de la formation de Bearpaw ne sont pas considérés comme des aquifères, mais la capacité aquifère des couches de sable s'améliore en direction de l'ouest en Alberta.

Formation de Boissevain (Manitoba)

C'est un équivalent des sables, du limon et des schistes du crétacé supérieur des formations d'Eastend, de Whitemud, de Battle et de Frenchman de la Saskatchewan et de l'Alberta. Elle a une épaisseur totale de 30 m. Localement, elle est utilisée comme réserve d'eau résidentielle à faible rendement.

Formation d'Eastend (Saskatchewan) (Crétacé supérieur)

C'est une formation mince, composée de sable à fine granulométrie et de limon, localement carbonés ou calcaires. Elle a été érodée au-dessus du dôme Bowdoin en direction de l'ouest, elle sous-affleure près de la frontière du Manitoba et a échappé à l'érosion glaciaire à la montagne Turtle au Manitoba où l'on considère qu'elle fait partie de la formation de Boissevain.

Formation de Whitemud (Saskatchewan) (Crétacé supérieur)

C'est une formation mince composée de sable kaolinitique, de limon et d'argile, localement carbonés. Elle a la même distribution que la formation d'Eastend.

Formation de Battle (Saskatchewan) (Crétacé supérieur

C'est une formation mince, composée de limon et de schistes argileux, localement bentonitiques ou carbonés. Elle a la même étendue en direction de l'ouest que la formation d'Eastend, mais elle s'étend beaucoup moins loin en direction de l'est.

Formation de Frenchman de la Saskatchewan (Crétacé supérieur)

Il s'agit d'une formation mince, composée de sable, de limon et d'argile interstratifiés, localement bentonitiques, carbonés, concrétionnaires ou calcaires. Elle a à peu près la même superficie que la formation d'Eastend.

Lorsque les sables des formations d'Eastend, de Whitemud, de Battle et de Frenchman se trouvent près de la surface dans le sud de la Saskatchewan, les eaux souterraines ont un rendement habituel de 0.5 L/s et sont principalement utilisées à des fins domestiques. La ville d'Assiniboia fait exception puisque le rendement est de 4 L/s (Whitaker, 1967). Les concentrations des matières totales dissoutes des eaux souterraines de ces formations varient de 300 à 5350 mg/L. Il semble que les concentrations augmentent en direction de l'est. Les ions dominants dans les eaux souterraines sont Na^+, HCO_3^- et SO_4^{2-} (Whitaker, 1967, 1974a, 1974b et 1976).

Tertiaire

Formation de Ravenscrag de la Saskatchewan (paléocène)

C'est une formation interstratifiée de sable, de limon, d'argile et de couches de lignite, localement carbonés, concrétionnaires ou calcaires. La formation de Ravenscrag est limitée au bassin de Williston, aux dépôts glaciaires des collines Cypress et, comme la formation de Turtle Mountain, à la montagne Turtle, au Manitoba. Elle sous-affleure la partie sud-est de la Saskatchewan. C'est dans cette formation que tout le charbon (lignite) est exploité en Saskatchewan et au Manitoba. Les couches de sable et de lignite sont considérées comme des aquifères ayant des rendements moyens de 0.5 L/s. La qualité de l'eau est raisonnablement bonne et les concentrations de matières totales dissoutes varient de 260 à 3370 mg/L pour une moyenne de 1000 mg/L (Whitaker, 1967, 1974a, b).

Formation de Cypress Hills (Ecocène)

C'est une formation composée de quartzite et de gravier de roches cornéennes interstratifiées de sable, de limon et d'argile, de zones de conglomérats avec du ciment de carbonates et des couches de bentonite. Cette partie comprend les couches de Swift Current et les sédiments remodelés des collines Cypress et se trouve uniquement dans les avant-buttes des parties les plus élevées des collines Cypress dans le sud-ouest de la Saskatchewan.

Cette nappe de roches clastiques à granulométrie grossière qui se trouve dans la partie supérieure des hauteurs topographiques est totalement libre et bien drainée par des sources périphériques à la base de la formation. Les rendements des eaux souterraines de la formation de Cypress Hills dépendent de l'alimentation annuelle, puisque les charges hydrauliques

diminuent considérablement pendant les périodes de sécheresse. Les concentrations des matières totales dissoutes des 13 échantillons d'eau prélevés dans cette formation atteignaient en moyenne 310 mg/L; les ions dominants étaient Ca^{2+}, Mg^{2+} et HCO_3^-.

Groupe d'Empress

Ce groupe est formé uniquement de dépôts de gravier, de sable, de limon et d'argile et se trouve sous le manteau de matériaux de transport glaciaires dans le sud-est de la Saskatchewan; il a été formé de la fin du tertiaire au quaternaire. Les dépôts ont une épaisseur de moins de 30 m dans la majeure partie du sud de la Saskatchewan et du Manitoba, mais atteignent plus de 100 m dans les vallées antéglaciaires. Le groupe comprend deux principales zones, l'une renfermant à la base du quartzite et du gravier de roches cornéennes et qui est connue sous le nom de Saskatchewan Gravels dans le sud et le centre de l'Alberta et l'autre renfermant dans la partie supérieure des interstratifications de gravier, de sable, de limon et d'argile (Whitaker et Christiansen, 1972).

Quaternaire

Dépôts glaciaires du quaternaire non différenciés

Ces dépôts du quaternaire sont composés principalement de moraine calcaire brune et grise incluant de l'argile, du limon, du sable et du gravier d'une épaisseur maximale de 120 m. Les variations verticales et latérales considérables font de cette zone un piètre aquifère. Les lentilles à granulométrie grossière ont une importance locale, surtout les matériaux de transport glaciaires stratifiés qui se trouvent entre les moraines (et les épisodes glaciaires) (Saskatchewan-Nelson Basin Board, 1972).

Annexe B
Stratigraphie de l'Ouest du Canada

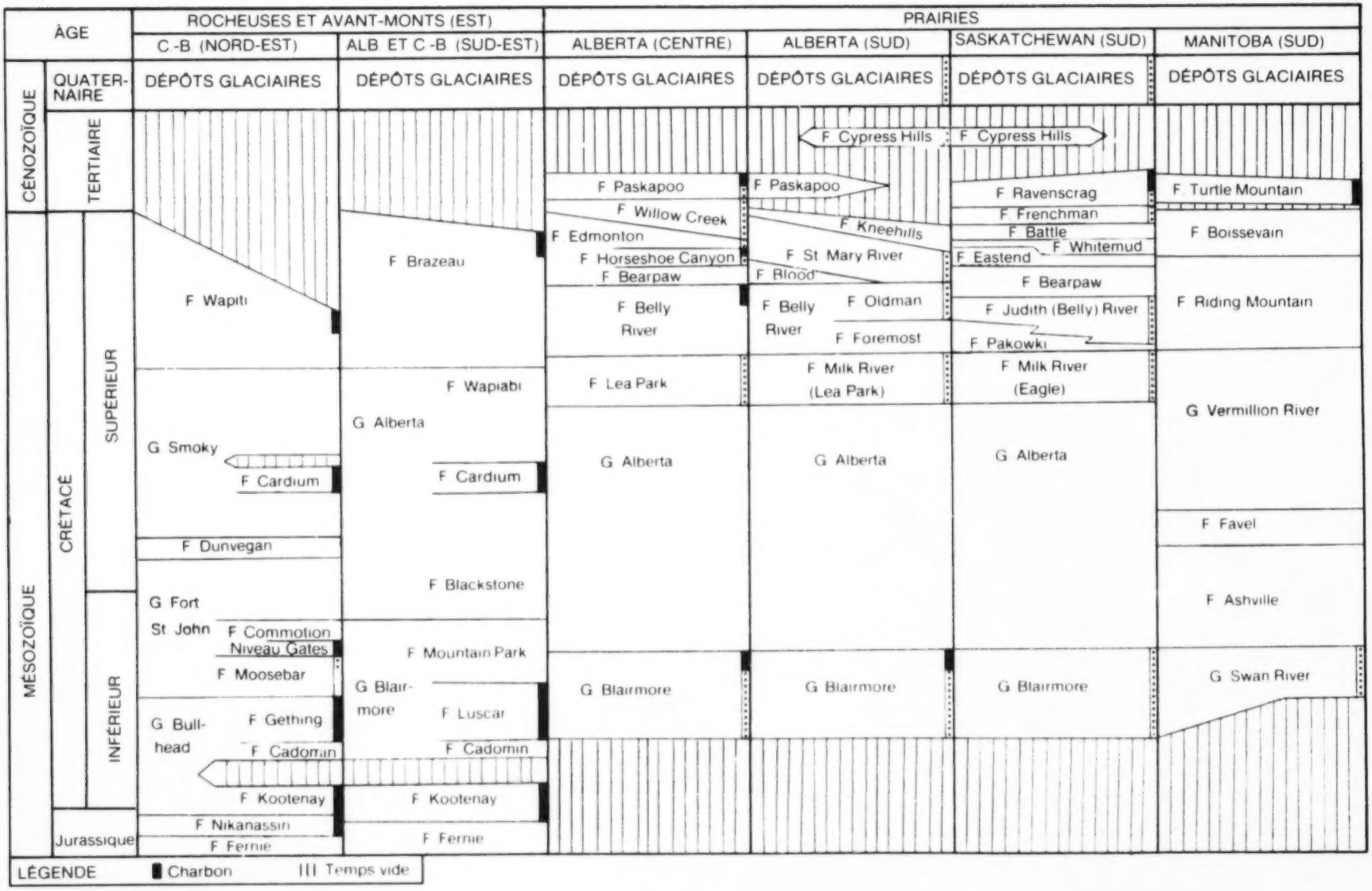


Figure B-1 Stratigraphie de l'Ouest du Canada.

MAPS NOT

FILMED

CARTES

OMISES